

Silvana Maria Silva Silvestre

**AVALIAÇÃO DO POTENCIAL FOTOVOLTAICO NA  
ENVOLTÓRIA DE EDIFICAÇÕES RESIDENCIAIS INSERIDAS  
NO CONTEXTO URBANO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Arquitetura e Urbanismo da Universidade Federal de Santa Catarina, como um dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Arquitetura e Urbanismo.

Orientador: Prof. Fernando Oscar Ruttkay Pereira, PhD

Florianópolis  
2015



Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,  
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Silvestre, Silvana Maria Silva

Avaliação do potencial fotovoltaico na envoltória de  
edificações residenciais inseridas no contexto urbano /  
Silvana Maria Silva Silvestre ; orientador, Fernando Oscar  
Ruttkay Pereira - Florianópolis, SC, 2015.  
202 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa  
Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em  
Arquitetura e Urbanismo.

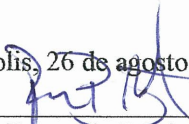
Inclui referências

1. Arquitetura e Urbanismo. 2. Arquitetura e Urbanismo.  
3. Edificações Residenciais. 4. Irradiação Solar. 5. Sistema  
Fotovoltaico. I. Pereira, Fernando Oscar Ruttkay . II.  
Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós  
Graduação em Arquitetura e Urbanismo. III. Título.

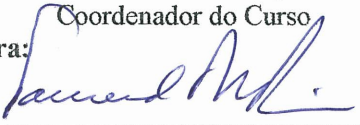
# AVALIAÇÃO DO POTENCIAL FOTOVOLTAICO NA ENVOLTÓRIA DE EDIFICAÇÕES RESIDENCIAIS INSERIDAS NO CONTEXTO URBANO


Esta dissertação foi julgada e aprovada perante banca examinadora de trabalho final, outorgando ao aluno o título de Mestre em Arquitetura e Urbanismo, área de concentração Projeto e Tecnologia do Ambiente Construído, do Programa de Pós-Graduação em Arquitetura e Urbanismo – PósARQ, da Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC.

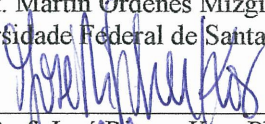
Florianópolis, 26 de agosto de 2015.

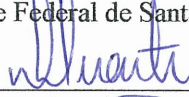
  
\_\_\_\_\_  
Prof. Fernando Barth, Dr.  
Coordenador do Curso

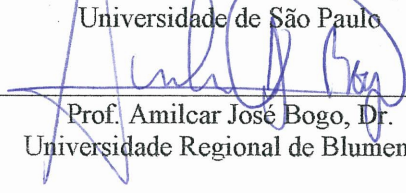
Banca Examinadora:

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Fernando Oscar Ruttkay Pereira, PhD.  
Orientador  
Universidade Federal de Santa Catarina

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Martin Ordenes Mizgier, Dr.  
Universidade Federal de Santa Catarina

  
\_\_\_\_\_  
Prof. José Ripper Kos, PhD.  
Universidade Federal de Santa Catarina

  
\_\_\_\_\_  
Prof.ª Denise Helena Silva Duarte, Dr.ª  
Universidade de São Paulo

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Amilcar José Bogo, Dr.  
Universidade Regional de Blumenau



Dedico este trabalho para:  
Letícia Niero Moraes (*in memoriam*).  
Minha amiga Lê, sua energia agora é divina!  
Cada vez que a saudade apertar no peito ou  
virar lágrimas, olharei para o Sol e sentirei o  
seu calor e a sua luz.  
Para sempre, ao ver o Sol, lembrarei você!



## AGRADECIMENTOS

A realização deste trabalho só foi possível porque ao meu lado eu fui agraciada com várias pessoas iluminadas e que caminharam junto para a finalização deste ciclo.

Começo agradecendo a Deus, suporte espiritual e acima de tudo o mais presente em todos os momentos da minha vida.

À minha mãe, eterna estrela-guia da minha vida, e a meu pai, não existem palavras que possam mensurar a profunda gratidão que eu tenho por todo incentivo. Vocês são o meu porto seguro e exemplos de dedicação à vida, aos filhos, aos estudos e ao trabalho.

Agradeço muito a meu marido, Riva, foi o meu suporte emocional e participou intensamente de todos os momentos desta etapa, inclusive com nossa filha, nosso maior presente. Minha doce Laura, obrigada por, no meio deste trabalho, apresentar-me o significado do amor incondicional.

À minha irmã, Lourclei, obrigada por ter-se dedicado à nossa doce Laura e assim auxiliar-me nos meus primeiros e muitos outros passos para retomada após a maternidade. À minha tia Shirley, pelas orações e exemplo da importância da dedicação ao estudo. Pedro, Tati, João, Abner, Jenisser, Altê e aos demais familiares, obrigada por estarem sempre presentes.

Ao meu orientador, Fernando O. R. Pereira, muito obrigada por proporcionar-me esta experiência grandiosa de conhecimento e por toda paciência nesta trajetória. Expresso aqui minha grande admiração por sua forma de ensinar e orientar este trabalho.

Agradecer aos amigos talvez seja a tarefa mais difícil. Ângela, muito obrigada, você foi a idealizadora do meu ingresso no mestrado. Rogério, obrigada por ter-me direcionado ao encontro do Professor Fernando. Veridiana, obrigada pela oportunidade de trabalharmos juntas no núcleo comercial do projeto CB3E, você tornou-se um exemplo para mim. Minhas queridas amigas do LabCon, com certeza o mestrado não seria tão divertido sem vocês. Catalina, Carolina, Lúcia e Maíra, foi muito bom ter feito parte dessa turma. Cinthia, Raphaela e Letícia (saudades), um agradecimento especial por estarem disponíveis sempre que foi necessário. Amigos, compartilhamos boas experiências neste mestrado.

Sherlana, muito obrigada pela presença intensiva nestes mais de 15 anos juntas. Renata, por assumir minhas atividades profissionais com tanto empenho. Ao Eng.º José Carlos, obrigada por ter autorizado o uso

dos projetos arquitetônicos para a realização dos estudos de caso. Mariana, obrigada por auxiliar-me com o uso do *SketchUp* e na graficação de algumas imagens. Alessandher, agradeço pelas primeiras fotos em um domingo muito chuvoso. Em nome de vocês, deixo aqui minha homenagem a Blumenau, cidade em que eu me desenvolvi pessoalmente e profissionalmente e que serei eternamente grata por todos os momentos que vivi nestes últimos 20 anos.

Obrigada ao amigo e engenheiro Márcio Takata; além de um grande incentivador para esta pesquisa, foi sempre disponível e atento às minhas dúvidas.

Agradeço aos membros da banca por aceitarem o convite e dedicarem seu tempo na leitura deste trabalho. Em especial ao Professor Martin, por estar presente desde a Qualificação.

Obrigada, Mariany, pela ajuda sempre eficiente na secretaria do PósArq.

Zulma, muito obrigada por aceitar em prazo tão apertado ser a revisora deste volume. Aprendi muito com a sua dedicação na revisão minuciosa desta dissertação.

A CAPES, muito obrigada pelo apoio financeiro durante a pesquisa e no desenvolvimento deste trabalho.

Meus sinceros e eternos agradecimentos a todos!

Temos a oportunidade de formar o nosso novo mundo citadino como sendo uma imagem ideal: visível, coerente e clara.

(LYNCH, 1960)





## RESUMO

O sistema fotovoltaico conectado à rede apresenta-se como uma alternativa promissora para a geração de energia elétrica próximo ao local do consumo, principalmente em um país com grande potencial de irradiação solar como o Brasil. No entanto, a aplicação dos sistemas fotovoltaicos nos centros urbanos pode ser prejudicada pela verticalização das cidades e consequente obstrução solar. Por essa razão, esta dissertação tem como objetivo avaliar níveis de irradiação solar em quatro edificações residenciais inseridas no contexto urbano. O uso de programas para simulação dos mapas de irradiação solar nas envoltórias dessas edificações e a estimativa de geração de energia elétrica através de painéis fotovoltaicos aplicados nessas superfícies fazem parte desta pesquisa de caráter exploratório. O processo para realização do método está dividido em quatro etapas e obedece à seguinte sequência: identificação das tipologias residenciais para os estudos de caso; análise da disponibilidade solar incidente nas envoltórias das edificações; quantificação do potencial de geração de energia; delimitação das áreas úteis nas envoltórias a partir do limite mínimo estabelecido de irradiação solar. Quatro diferentes edificações residenciais foram selecionadas, sendo uma residência com dois pavimentos e três edificações multifamiliares com alturas distintas com três, oito e treze pavimentos tipo de apartamentos. Os modelos foram desenvolvidos no programa *Rhinoceros* e simulados através do *plug-in* DIVA, que permitiu a quantificação de irradiação solar nas partes opacas desses edifícios através de mapas de irradiação. Os resultados, para a latitude considerada de 27° S, apresentaram a cobertura (plano horizontal) como a área com maior irradiação solar e com o menor tempo de equivalência entre o valor investido no sistema fotovoltaico e o valor que deixa de ser pago pela energia elétrica da concessionária. Porém, com a verticalização dos edifícios, as áreas de coberturas foram insuficientes para atender à geração fotovoltaica desejada. As fachadas (plano vertical) com maior disponibilidade de área foram analisadas e, quando orientadas para logradouro, apresentaram uma menor interferência do entorno. A média anual de irradiação de todas as fachadas resultou nos quatro estudos de caso, valores entre 49% e 62% inferiores às médias anuais das coberturas. A delimitação das áreas úteis para geração fotovoltaica, identificadas neste trabalho como as áreas com irradiação solar superior a 679 kWh/m<sup>2</sup>/ano, desqualificou as fachadas com as

orientações SE-S e S-SO para aplicação do sistema fotovoltaico. Os edifícios com dimensionamentos diferentes e não alinhados horizontalmente, mesmo com as fachadas obstruídas, representaram um percentual maior de áreas (úteis) favoráveis para geração de energia. As áreas úteis selecionadas para a residência e o edifício multifamiliar com três pavimentos constituíram apenas as áreas na cobertura (plano horizontal), pois já foram suficientes para geração de energia fotovoltaica desejada. No edifício multifamiliar com oito pavimentos, além da cobertura, fez-se uso do plano vertical de toda a fachada NE-L (frontal), e a geração de energia fotovoltaica correspondeu a 71% do consumo. Com esse caso, observou-se que a disposição dos painéis fotovoltaicos não precisa restringir-se aos pavimentos superiores. Em situações com a fachada limítrofe com logradouro, orientada entre Noroeste e Nordeste, os pavimentos inferiores também apresentaram as áreas úteis para geração fotovoltaica. Na maior edificação, com treze pavimentos, as áreas úteis selecionadas foram a cobertura e os cinco últimos pavimentos das orientações O-NO e N-NE, e com essa configuração passou a gerar energia fotovoltaica correspondente a 57% do consumo. Observou-se que a irradiação solar na envoltória das edificações sofre interferência direta do partido arquitetônico residencial adotado nos centros urbanos, e que é possível, com adequada aplicação de formas e disposições arquitetônicas (e urbanas), obter maiores benefícios da conversão fotovoltaica, aplicada ou integrada às edificações.

**Palavras-chave:** Edificações residenciais. Irradiação solar. Sistema fotovoltaico.

## ABSTRACT

The photovoltaic system connected to the power grid is a promising alternative for electrical power generation near the consuming premises, especially in a country with great solar irradiation potential such as Brazil. However, the application of photovoltaic systems in urban centers can be impaired by the verticalization of cities, and its consequent solar obstruction. For this reason, this dissertation has as objective to evaluate the levels of solar irradiation in four residential buildings in an urban context. The use of simulation programs of solar irradiation in the surroundings of the buildings and the estimate of electrical power generation using photovoltaic panels applied to these surfaces are also part of this exploratory research. The process of execution of the method is divided in four stages, and follows the sequence: identification of the residential typologies for the case studies; analysis of solar incidence availability in the surroundings of the buildings; quantification of the power generation potential; delimitation of the useful area in the surroundings based on the minimal threshold determined for solar irradiation. Four different residential buildings were selected, being one residence with two floors and three multi-family buildings with different heights of three, eight and thirteen apartment-type floors. The models were developed with the software *Rhinoceros*, and simulated through the *plug-in* DIVA, which allowed the quantification of solar irradiation in the opaque areas of these buildings using irradiation maps. The results, for the considered latitude of 27° S, presented the rooftop (horizontal plane) as the area with the greatest solar irradiation, and with the least equivalent time between the value invested in the photovoltaic system and the value saved in payments for the electrical service utility. However, with the building verticalization, the rooftop areas were insufficient to meet the desired photovoltaic generation. The façades (vertical plane) with greater area availability were analyzed and, when oriented to street, presented less interference from the surroundings. The annual irradiation average from all façades resulted, in the four case studies, in values between 49% and 62% less than the annual averages of the rooftops. The delimitation of the useful areas for photovoltaic generation, identified in this work as the areas with solar irradiation greater than 697 kWh/m<sup>2</sup>/year, disqualified the façades with orientation SE-S and S-SW for photovoltaic system application. The buildings with different dimensionings, and not horizontally aligned, even with obstructed

façades, presented a greater percentage of useful area favorable to power generation. The useful areas selected in the residence and in the multi-family building with three floors consisted only of the rooftop (horizontal plane), because they were already sufficient for the desired photovoltaic power generation. In the multi-family building with eight floors, besides the rooftop, the whole vertical plane of the NE-E (frontal) façade was used, and the photovoltaic power generation corresponded to 71% of the consumption. In this case, it was observed that the disposition of the photovoltaic panels does not need to be restricted to the upper floors. In situations with façades adjacent to patios, oriented between Northwest and Northeast, the lower floors also presented useful areas for photovoltaic generation. In the tallest building, with thirteen floors, the selected useful areas were the rooftop and the five highest floors with orientations W-NW and N-NE, and with this configuration the photovoltaic power generation corresponded to 57% of the consumption. It was observed that the solar irradiation in the surroundings of the buildings suffers a direct interference from the architectural standards adopted in urban areas, and that it is possible, with adequate application of architectural (and urban) forms and dispositions, to obtain greater benefits from the photovoltaic conversion, applied or integrated in the buildings.

**Keywords:** Residential buildings. Solar irradiation. Photovoltaic system.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Mapa conceitual das etapas do trabalho .....	35
Figura 2 - Consumo anual de eletricidade por habitante em 2008 .....	38
Figura 3 - Cenário do uso final de energia elétrica por setor em 2008 ..39	
Figura 4 - Evolução da capacidade instalada por participação das fontes de geração (GW e %) .....	39
Figura 5 - Estimativa da evolução da capacidade instalada acumulada de geradores fotovoltaicos no Brasil .....	40
Figura 6 - Evolução do mercado de sistemas fotovoltaicos distribuídos no Brasil no setor residencial e comercial (com Convênio ICMS 6).....	44
Figura 7 - Evolução do mercado de sistemas fotovoltaicos distribuídos no Brasil no setor residencial e comercial (Sem Convênio ICMS 6).....	44
Figura 8 - Representação esquemática dos elementos fotovoltaicos .....	46
Figura 9 (A, B) - Exemplos de módulo fotovoltaico: A - silício monocristalino B - silício multicristalino .....	47
Figura 10 - Célula solar HIT (heterojunction with intrinsic thin layer).....	48
Figura 11 - Células de filme fino.....	48
Figura 12 - Comparação entre os diferentes materiais, eficiência e áreas necessárias para aplicação de diferentes tipos de células .....	49
Figura 13 - Módulo de avaliação de Capivari de Baixo-SC. A numeração indica a localização de cada uma das seguintes tecnologias: 1. CPV (Concentrated Photovoltaic): concentrador e rastreador de dois eixos que acompanha a trajetória solar; 2. c-Si: silício monocristalino; 3. CdTe: telureto de cádmio; 4. a-Si: silício amorfo; 5. CIGS: disseleneto de cobre, índio e gálio; 6. p-Si: silício multicristalino; 7. a-Si/ $\mu$ c-Si: silício amorfo em heterojunção com silício microcristalino; 8. Estação solarimétrica.....	50
Figura 14 (A, B) - Ilustração esquemática do sistema fotovoltaico autônomo (A) e conectado na rede elétrica convencional (B) .....	52
Figura 15 - Fotografia externa do departamento de engenharia mecânica da UFSC e detalhe do SFCR instalado de 2,02kWp do LabSolar .....	53
Figura 16 - Casa Eficiente - painel fotovoltaico integrado na parte central da cobertura e nas laterais coletores solares .....	54
Figura 17 - Residência com o primeiro sistema de microgeração de energia integrado à rede da concessionária Light, RJ .....	55

Figura 18 (A, B, C, D) - Fotografias das etapas de instalação da Casa Recreio dos Bandeirantes .....	56
Figura 19 - Formas de aplicação ou integração de um sistema fotovoltaico: (a) Telhado inclinado, (b) Cobertura com telhas integradas, (c) Aplicação em Sheds, (d) Parede/cobertura curvas, (e) Átrio, (f) Fachada, (g) Fachada com janela, (h) Brises, (i) Fachada inclinada com janelas .....	58
Figura 20 (A, B) - Exemplos de BIPV e BAPV: A - Cobertura do <i>Kaiser Permanente's Medical Facilities</i> , na Califórnia, EUA; B - Fotografia da <i>Götzfamily home</i> , Alemanha .....	60
Figura 21 - Modelo vertical aleatória (A) e modelo vertical uniforme (B) apresentados por Cheng et al. (2006) .....	62
Figura 22 - Maquete eletrônica, elaborada a partir do API <i>Google Maps</i> , do mapa solar do potencial fotovoltaico das coberturas na cidade de Cambridge, MA .....	65
Figura 23 - Imagens do <i>plug in DIVA</i> dos modelos mistos de Gaviria et al. (2013) .....	69
Figura 24 - Localização das edificações no mapa da cidade de Blumenau/SC .....	72
Figura 25 - Orientação da fachada frontal e fotografias (17/04/14) do estudo de caso: CASA .....	73
Figura 26 - Áreas opacas do estudo de caso CASA, consideradas para simulação de irradiação solar no plano vertical e horizontal, no <i>software Diva for Rhino</i> .....	74
Figura 27 - Orientação da fachada frontal e fotografias (16/01/2014) do estudo de caso: EM_RI .....	75
Figura 28 - Áreas opacas do estudo de caso EM_RI, consideradas para simulação de irradiação solar no plano vertical e horizontal, no <i>software Diva for Rhino</i> .....	76
Figura 29 - Orientação da fachada frontal e fotografias (16/01/2014) do estudo de caso: EM_VC .....	77
Figura 30 - Áreas opacas do estudo de caso EM_VC, consideradas para simulação de irradiação solar no plano vertical e horizontal, no <i>software Diva for Rhino</i> .....	78
Figura 31 - Orientação da fachada frontal e fotografias (16/01/2014) do estudo de caso: EM_VS .....	79

Figura 32 - Áreas opacas do estudo de caso EM_VS, consideradas para simulação de irradiação solar no plano vertical e horizontal, no <i>software Diva for Rhino</i> .....	80
Figura 33 - Organização das etapas necessárias para determinação da disponibilidade solar.....	82
Figura 34 - Procedimento de modelagem dos edifícios .....	82
Figura 35 - Modelo tridimensional elaborado no <i>SketchUp</i> referente à CASA .....	84
Figura 36 - Modelo tridimensional elaborado no <i>SketchUp</i> referente à EM_RI .....	85
Figura 37 - Modelo tridimensional elaborado no <i>SketchUp</i> referente à EM_VC .....	87
Figura 38 - Modelo tridimensional elaborado no <i>SketchUp</i> referente à EM_VS.....	86
Figura 39 - Criação das malhas de pontos sobre as superfícies verticais	87
Figura 40 - Comando “Dir” aplicado para conferência da orientação das superfícies sem (A) e com (B) a malha de pontos.....	87
Figura 41 - Barra de ferramenta do <i>Diva for Rhino</i> . Aplicação da seguinte sequência: passo 1: seleção “Metric” (A); passo 2: “Daylight Grid-Based” (B); e passo 3: “Radiation Map” (B).....	88
Figura 42 - Modelo tridimensional elaborado no <i>SketchUp</i> (A) importado para o <i>Rhino</i> (B) referente ao “Sistema de 2 kWp” .....	92
Figura 43 - Visão geral com o entorno da CASA com o mapa de irradiação solar anual no plano vertical.....	104
Figura 44 - Gráfico das médias diárias de irradiação solar (kWh/m <sup>2</sup> /dia) anual e por estações do ano, com entorno, referente às simulações no plano horizontal (cobertura) na CASA.....	105
Figura 45 - Mapa de irradiação solar da CASA, na cobertura, por estação do ano .....	107
Figura 46 - Mapa de irradiação solar anual no plano vertical da simulação da CASA com entorno (A) e isolada (B) .....	107
Figura 47 - Gráfico das médias diárias (kWh/m <sup>2</sup> /dia) de irradiação solar anual e por estações do ano, para o cenário isolado e o com entorno, no plano vertical da CASA.....	108
Figura 48 - Mapa de irradiação solar das fachadas O-NO e S-SO para verão (A) e o inverno (B), do estudo de caso: CASA .....	109



Figura 49 - Mapa de irradiação solar da fachada frontal ( $\approx$ N-NE) para verão (A) e o inverno (B), do estudo de caso: CASA .....	110
Figura 50 -Visão geral com o entorno do EM_RI com o mapa de irradiação solar para inverno no plano vertical .....	111
Figura 51 - Gráfico das médias diárias de irradiação solar (kWh/m <sup>2</sup> /dia) anual e por estações do ano, com entorno, referente às simulações no plano horizontal (cobertura) no EM_RI .....	112
Figura 52 - Mapa de irradiação solar do EM_RI, na cobertura, por estação do ano .....	113
Figura 53 - Mapa de irradiação solar no plano vertical do EM_RI, com entorno, para o verão e inverno .....	115
Figura 54 - Gráfico das médias diárias (kWh/m <sup>2</sup> /dia) por estações do ano das simulações realizadas no plano vertical (fachadas) do EM_RI para o cenário isolado e o com entorno .....	116
Figura 55 - Gráfico das médias diárias (kWh/m <sup>2</sup> /dia) por pavimento das simulações realizadas com os pontos de análises no plano vertical (fachadas) no EM_RI .....	117
Figura 56 - Visão geral do entorno do EM_VC com mapa de irradiação solar no plano vertical para o inverno .....	118
Figura 57 - Mapa de irradiação solar do EM_VC, na cobertura, por estação do ano .....	119
Figura 58 - Gráfico das médias diárias de irradiação solar (kWh/m <sup>2</sup> /dia) anual e por estações do ano, com entorno, referente às simulações no plano horizontal (cobertura) no EM_VC .....	120
Figura 59 - Mapa de irradiação solar para inverno do EM_VC em três cenários: isolado, sem a torre com 18 pavimentos e com entorno existente .....	122
Figura 60 - Mapa de irradiação solar do EM_VC da média por período de verão e inverno, no plano vertical das fachadas NE-L e SE-S .....	123
Figura 61 - Mapa de irradiação solar do EM_VC da média por período de verão e inverno, no plano vertical das fachadas SO-O e NO-N .....	124
Figura 62 - Gráfico das médias diárias (kWh/m <sup>2</sup> /dia) por estações do ano das simulações realizadas no plano vertical (fachadas) do EM_VC para o cenário isolado e o com entorno .....	126
Figura 63 - Gráfico das médias diárias (kWh/m <sup>2</sup> /dia) por pavimento das simulações realizadas com os pontos de análises no plano vertical (fachadas) no EM_VC .....	127

Figura 64 - Cenário urbano do EM_VS na imagem gerada pelo <i>software Diva for Rhino</i> .....	128
Figura 65 - Mapa de irradiação solar do EM_VS no plano horizontal (cobertura) por estação do ano .....	129
Figura 66 - Gráfico das médias diárias de irradiação solar (kWh/m <sup>2</sup> /dia) anual e por estações do ano, no cenário com entorno, referente às simulações realizadas no plano horizontal (cobertura) no EM_VS .....	130
Figura 67 - Mapa de irradiação solar do EM_VS da média por período de verão e inverno, no plano vertical das fachadas S-SO e O-NO .....	131
Figura 68 - Mapa de irradiação solar do EM_VS da média por período de verão e inverno, no plano vertical das fachadas N-NE e L-SE .....	133
Figura 69 - Gráfico das médias diárias (kWh/m <sup>2</sup> /dia) por estações do ano das simulações realizadas no plano vertical (fachadas) do EM_VS para o cenário isolado e o com entorno .....	135
Figura 70 - Gráfico das médias diárias (kWh/m <sup>2</sup> /dia) por pavimento das simulações realizadas com os pontos de análise no plano vertical (fachadas) no EM_VC .....	136
Figura 71 - Fotografia do Sistema de 2 kWp e dos sensores que fazem a medição da irradiação solar .....	137
Figura 72 - Mapa de irradiação solar anual no plano inclinado das placas fotovoltaicas do Sistema de 2 kWp .....	138
Figura 73 - Gráfico com os valores apresentados na Tabela 8 .....	140
Figura 74 - Fotografia do entorno do prédio da Engenharia Mecânica na UFSC onde está localizado o Sistema de 2 kWp .....	140
Figura 75 - Ilustração adaptada de Nascimento (2013), referente ao “Sistema de 2 kWp”, com a irradiação solar mensal medida entre 1997 a 2012 .....	141
Figura 76 - Gráfico comparativo da produtividade do sistema fotovoltaico com a área disponível e a área estimada do estudo de caso CASA .....	143
Figura 77 - Gráfico comparativo da produtividade do sistema fotovoltaico com a área disponível e a área estimada do estudo de caso EM_RI .....	145
Figura 78 - Gráfico comparativo da produtividade do sistema fotovoltaico com a área disponível e a área estimada do estudo de caso EM_VC .....	147

Figura 79 - Gráfico comparativo da produtividade do sistema fotovoltaico com a área disponível e a área estimada do estudo de caso EM_VS.....	149
Figura 80 - Percentuais das áreas das fachadas em relação aos níveis de irradiação da CASA .....	156
Figura 81 - Percentuais das áreas da cobertura em relação aos níveis de irradiação da CASA .....	157
Figura 82 - Percentuais das áreas das fachadas em relação aos níveis de irradiação do EM_RI.....	158
Figura 83 - Percentuais das áreas das fachadas por pavimento em relação aos níveis de irradiação do EM_RI.....	159
Figura 84 - Percentuais das áreas das fachadas em relação aos níveis de irradiação.....	160
Figura 85 - Percentuais das áreas de fachadas por pavimento em relação aos níveis de irradiação (EM_VC: 7.º ao 10.º pavimento) .....	162
Figura 86 - Percentuais das áreas de fachadas por pavimento em relação aos níveis de irradiação (EM_VC: 3.º ao 6.º pavimento) .....	163
Figura 87 - Aplicação dos painéis fotovoltaicos na cobertura e no 8.º, 9.º e 10.º pavimento das fachadas NE-L, SO-O e NO-N (opção 01).....	164
Figura 88 - Aplicação dos painéis fotovoltaicos na cobertura e na fachada frontal com orientação NE-L (opção 02).....	165
Figura 89 - Percentuais das áreas das fachadas em relação aos níveis de irradiação.....	168
Figura 90 - Percentuais das áreas das fachadas por pavimento em relação aos níveis de irradiação (EM_VS: 11.º ao 16.º pavimento) ....	169
Figura 91 - Percentuais das áreas das fachadas por pavimento em relação aos níveis de irradiação (EM_VS: 4.º ao 10.º pavimento) .....	170
Figura 92 - Simulação do 12.º ao 16.º andar, com informações sobre o Det. 1 (O_NO).....	171
Figura 93 - Aplicação dos painéis fotovoltaicos na cobertura e no 12.º, 13.º, 14.º, 15.º e 16.º pavimento, nas orientações O-NO e NE-L .....	172
Figura 94 - Perspectiva com a aplicação dos painéis fotovoltaicos na cobertura e no 12.º, 13.º, 14.º, 15.º, e 16.º pavimento (orientações O-NO e NE-L).....	173
Figura 95 - Índices construtivos do plano diretor de Blumenau referente ao anexo IV (LC751/2010) .....	201

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Dados dos empreendimentos: CASA e EM_RI.....	81
Quadro 2 - Dados dos empreendimentos: EM_VC e EM_VS.....	81
Quadro 3 - Especificações dos materiais aplicados no DÍVA.....	88
Quadro 4 - Preços do kWh (sem impostos) e variação percentual do valor em relação ao período anterior do ano de 2010 a 2015.....	98
Quadro 5 - Resumo dos dados aplicados para os cálculos da Equação 4 e Equação 5 .....	101
Quadro 6 - Responsáveis técnicos pelos projetos e execução dos edifícios dos estudos de caso.....	199



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Indicadores energéticos globais – ano de referência 2010 ....	31
Tabela 2 - Parâmetros do Radiance acrescidos à coluna “muito preciso” (original em inglês “very accur”) por Jacobs (2012), com a intenção de fornecer valores para uma simulação mais precisa .....	89
Tabela 3 - Parâmetros sugeridos no Tutorial Daysim para produzir resultados confiáveis para as fachadas mais simples e com menor tempo de duração da simulação.....	90
Tabela 4 - Parâmetros sugeridos no Tutorial Daysim para produzir resultados confiáveis para as fachadas mais complexas e com tempo maior de duração da simulação .....	90
Tabela 5 - Valores padrões do <i>software DIVA for Rhino</i> .....	90
Tabela 6 - Área disponível por estudo de caso, considerando 85% (ZOMER, 2009) da área opaca existente dos planos horizontais (cobertura) e dos planos verticais (fachada).....	94
Tabela 7 - Trajetória de redução de custos do sistema fotovoltaico elaborado pelo EPE (2014).....	99
Tabela 8 - Valores medidos do Sistema 2kWp para os anos de 2010, 2011 (SANTOS, 2013) e 2012 (NASCIMENTO, 2013) e valores simulados no <i>Diva for Rhino</i> .....	139
Tabela 9 - Estudo de caso CASA: valores calculados de produtividade de acordo com a média diária de irradiação solar resultante da simulação no DIVA .....	143
Tabela 10 - Estudo de caso EM_RI: valores calculados de produtividade de acordo com a média diária de irradiação solar resultante da simulação no DIVA .....	144
Tabela 11 - Estudo de caso EM_VC: valores calculados de produtividade de acordo com a média diária de irradiação solar resultante da simulação no DIVA .....	146
Tabela 12 - Estudo de caso EM_VS: valores calculados de produtividade de acordo com a irradiação média diária resultante da simulação no DIVA.....	148
Tabela 13 - Resultados calculados do investimento e da economia do sistema fotovoltaico para CASA e EM_RI .....	150
Tabela 14 - Resultados calculados do investimento e da economia do sistema fotovoltaico para EM_VC .....	151
Tabela 15 - Resultados calculados do investimento e da economia do sistema fotovoltaico para EM_VS.....	152

Tabela 16 - Relação da irradiação solar mínima e o tempo de equivalência do valor investido do sistema fotovoltaico com o valor que não será pago pela energia elétrica convencional .....	154
Tabela 17 - Escala definida para os intervalos de cinco anos dos níveis de irradiação solar .....	155
Tabela 18 - Cálculos de geração de energia baseados na nova disposição do sistema fotovoltaico de acordo com seleção das áreas úteis do EM_VC .....	164
Tabela 19 - Comparativo do estudo EM_VC, entre a proposta inicial com atendimento total da demanda de energia e a proposta final com a seleção das áreas úteis ( $>679 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$ ) da envoltória.....	167
Tabela 20 - Cálculos de geração de energia baseados na nova disposição do sistema fotovoltaico de acordo com seleção das áreas úteis do EM_VS .....	173
Tabela 21- Comparativo do estudo EM_VS entre a proposta inicial com atendimento total da demanda de energia e a proposta final com a seleção das áreas úteis ( $>679 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$ ) da envoltória .....	174

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>29</b>
1.1	JUSTIFICATIVA.....	30
1.2	OBJETIVOS .....	33
<b>1.2.1</b>	<b>Objetivo Geral .....</b>	<b>33</b>
<b>1.2.2</b>	<b>Objetivos Específicos .....</b>	<b>33</b>
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	34
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....</b>	<b>37</b>
2.1	PANORAMA ENERGÉTICO.....	37
2.2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL .....	40
2.3	TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA .....	45
<b>2.3.1</b>	<b>Principais tipos de células fotovoltaicas .....</b>	<b>46</b>
2.4	SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE.....	51
<b>2.4.1</b>	<b>Exemplos de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica (SFRC) no Brasil.....</b>	<b>52</b>
2.5	A RELAÇÃO DA ARQUITETURA COM O SISTEMA FOTOVOLTAICO .....	57
2.6	DISPONIBILIDADE SOLAR PARA GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA.....	60
2.7	FERRAMENTAS DE SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL.....	65
2.8	CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE A REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	69
<b>3</b>	<b>MÉTODO.....</b>	<b>71</b>
3.1	IDENTIFICAÇÃO DAS TIPOLOGIAS RESIDENCIAIS PARA ESTUDOS DE CASO .....	71
<b>3.1.1</b>	<b>Descrição dos empreendimentos .....</b>	<b>73</b>
3.2	DETERMINAÇÃO DA DISPONIBILIDADE SOLAR .....	82
<b>3.2.1</b>	<b>Modelagem dos edifícios .....</b>	<b>82</b>
<b>3.2.2</b>	<b>Simulações computacionais com <i>DIVA for Rhino</i> .....</b>	<b>84</b>
3.2.2.1	Configuração do <i>Diva for Rhino</i> .....	86
3.3	COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS COM O “SISTEMA DE 2kWp” .....	91
3.4	QUANTIFICAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA .....	92
<b>3.4.1</b>	<b>Cálculo das áreas disponíveis nas envoltórias .....</b>	<b>93</b>
<b>3.4.2</b>	<b>Consumo energético dos estudos de caso .....</b>	<b>94</b>
<b>3.4.3</b>	<b>Produtividade .....</b>	<b>95</b>
<b>3.4.4</b>	<b>Avaliação inicial do investimento financeiro do sistema fotovoltaico .....</b>	<b>97</b>



3.5	ESPECIFICAÇÃO DOS LIMITES DE IRRADIAÇÃO SOLAR NAS SUPERFÍCIES .....	100
<b>4</b>	<b>ANÁLISE DOS RESULTADOS .....</b>	<b>103</b>
4.1	ANÁLISE DA DISPONIBILIDADE SOLAR INCIDENTE NAS ENVOLTÓRIAS DOS ESTUDOS DE CASO .....	103
<b>4.1.1</b>	<b>Residência Unifamiliar CASA .....</b>	<b>104</b>
4.1.1.1	Simulação de irradiação solar do plano horizontal (cobertura) .....	105
4.1.1.2	Simulação de irradiação solar do plano vertical (fachadas). ..	107
<b>4.1.2</b>	<b>Edificação Multifamiliar Residencial Itapoá (EM_RI) ..</b>	<b>110</b>
4.1.2.1	Simulação de irradiação solar do plano horizontal (cobertura) .....	111
4.1.2.2	Simulação de irradiação solar do plano vertical (fachadas). ..	113
<b>4.1.3</b>	<b>Edificação Multifamiliar Villa Carrara (EM_VC) .....</b>	<b>117</b>
4.1.3.1	Simulação de irradiação solar do plano horizontal (cobertura) .....	118
4.1.3.2	Simulação de irradiação solar do plano vertical (fachadas). ..	120
<b>4.1.4</b>	<b>Edificação Multifamiliar Villa Serena (EM_VS) .....</b>	<b>127</b>
4.1.4.1	Simulação de irradiação solar do plano horizontal (cobertura) .....	128
4.1.4.2	Simulação de irradiação solar do plano vertical (fachadas). ..	130
4.2	COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS COM O “SISTEMA DE 2kWp” .....	136
4.3	QUANTIFICAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA .....	142
<b>4.3.1</b>	<b>Produtividade do sistema fotovoltaico aplicado sobre a área disponível.....</b>	<b>142</b>
4.3.1.1	CASA .....	142
4.3.1.2	EM_RI.....	144
4.3.1.3	EM_VC .....	145
4.3.1.4	EM_VS .....	147
<b>4.3.2</b>	<b>Avaliação inicial do investimento financeiro do sistema fotovoltaico .....</b>	<b>149</b>
4.4	ESPECIFICAÇÃO DOS LIMITES DE IRRADIAÇÃO SOLAR NAS SUPERFÍCIES .....	153
4.4.1	CASA .....	155
4.4.2	EM_RI.....	157
4.4.3	EM_VC .....	159
4.4.4	EM_VS .....	167
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>175</b>

5.1	IRRADIAÇÃO SOLAR NAS ENVOLTÓRIAS E AS OBSTRUÇÕES DO ENTORNO.....	175
5.2	GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA EM TODA A ENVOLTÓRIA .....	177
5.3	ÁREAS ÚTEIS NAS ENVOLTÓRIAS A PARTIR DO LIMITE MÍNIMO DE IRRADIAÇÃO SOLAR ESTABELECIDO...	178
5.4	GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA NAS ÁREAS ÚTEIS.....	179
5.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	180
5.6	LIMITAÇÕES DA PESQUISA .....	181
5.7	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....	182
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>183</b>
	<b>APÊNDICE - FICHA TÉCNICA DOS EDIFÍCIOS DOS ESTUDOS DE CASO .....</b>	<b>199</b>
	<b>ANEXO - ÍNDICES CONSTRUTIVOS DO PLANO DIRETOR DE BLUMENAU .....</b>	<b>201</b>



## 1 INTRODUÇÃO

Sem acesso ao Sol, a nossa percepção do mundo e de nós mesmos seria alterada. Sem a garantia de acesso solar, deparamo-nos com a incerteza e desorientação. Podemos perder o sentido de quem somos e onde estamos.

(KNOWLES, 1999)

Tendo em vista a citação de Knowles (1999), o estudo da trajetória solar deveria estar inserido em cada projeto de nova edificação, bairro e cidade, conforme proposto na teoria do envelope solar, definido por Knowles e Berry (1980), em que tamanho, forma, orientação, topografia, latitude e contexto urbano formam os parâmetros que determinam os limites espaciais.

Mas as cidades, de forma acelerada, passaram a agrupar várias edificações que se encontram adensadas e em processo de verticalização. Junto com essa verticalização, observa-se na mesma escala o aumento da obstrução solar.

A acessibilidade solar é apresentada com uma condição fundamental para ambientes mais saudáveis, principalmente no setor residencial. Esse setor, de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), foi o responsável pela segunda colocação no consumo de energia elétrica no Brasil, perdendo apenas para o setor industrial (EPE, 2012a). O aumento nos custos de energia proveniente de fontes não renováveis, aquecimento global e mudanças climáticas compõem o cenário central para alcançar o objetivo do aproveitamento de energia de forma mais sustentável.

O Sol continua sendo uma fonte energética indispensável, e a possibilidade de usá-lo na produção de energia elétrica faz com que o tema da “acessibilidade solar no contexto urbano” torne-se mais relevante.

A transformação de energia solar em energia elétrica passou a ter maiores incentivos no Brasil, a partir de abril de 2012, com a resolução n.º 482 da ANEEL, que permite com que a geração de energia no local de consumo possa ser direcionada para a rede; com isso, o consumidor passa a obter créditos para ser descontado da conta de energia mensal e, no caso de excedente, nos meses subsequentes.

A possibilidade de simular a viabilidade de instalação fotovoltaica no contexto urbano permite ao usuário conhecer

previamente a estimativa de geração de energia e do retorno desse investimento.

A área de atuação do arquiteto usualmente não exige a atuação em disciplinas como as que envolvem sistemas fotovoltaicos. Contudo, com a crise energética que, conseqüentemente, acompanha o aumento de tarifas e o racionamento de energia, cabe ao arquiteto ou projetista conhecer ferramentas que possibilitem a incorporação dessa disciplina no desenvolvimento de projetos. Dessa forma, desde a fase inicial dos estudos, é possível estimar e identificar, em novas edificações ou em reformas, as superfícies na envoltória das edificações que terão acesso solar suficiente para serem transformadas em geradores de energia elétrica através de painéis fotovoltaicos.

## 1.1 JUSTIFICATIVA

O crescimento da demanda mundial de energia está relacionado com o aumento populacional e a redução da pobreza em alguns países; mesmo assim, no mundo, a estimativa é de que 1,3 bilhão de pessoas, ou seja, 18% da população mundial, vivam sem acesso à eletricidade (IEA, 2014).

Em países com baixa expectativa de vida e com altas taxas de analfabetismo, de mortalidade infantil e de fertilidade, o consumo de energia *per capita*, geralmente, encontra-se abaixo de uma tonelada equivalente de petróleo (tep) (GOLDEMBERG, 1998; EPE, 2012b).

A Tabela 1 apresenta os indicadores energéticos globais de alguns países, incluindo o Brasil, com dados do ano de 2010 divulgados pela Agência Internacional de Energia e publicados por EPE (2012b) na Avaliação da Eficiência.

Tabela 1 - Indicadores energéticos globais – ano de referência 2010

País/Região	População (10 <sup>6</sup> hab)	PIB <sup>1</sup> (10 <sup>9</sup> US\$)	Consumo de energia		Indicadores		
			OIE <sup>2</sup> (10 <sup>6</sup> tep)	Eletricidade (TWh)	(tep/10 <sup>3</sup> US\$)	(kWh/hab)	(tep/hab)
OECD <sup>3</sup>	1.232	37.113	5.406	10.246	0,19	8.315	4,39
Ásia	2.229	9.072	1.524	1.796	0,17	806	0,68
África	1.022	2.769	682	603	0,25	591	0,67
África do Sul	49,99	473,77	136,87	240,09	0,27	4.532	2,92
Argentina	40,41	580,43	74,63	117,38	0,13	2.904	1,85
Chile	17,09	232,68	30,92	56,43	0,13	3.301	1,81
China	1.345	12.194,40	2.257,10	3.503,40	0,26	2.958	1,81
Estados Unidos	301,11	13.017,00	2.162,32	4.143,40	0,17	13.361	7,15
Índia	1.170,94	3.762,86	692,69	754,61	0,18	644	0,59
México	108,29	1.406,83	178,11	225,76	0,13	2.085	1,64
Rússia	141,75	1.530,15	646,91	870,33	0,35	6.460	4,95
Brasil	194,95	1.960,36	265,62	464,70	0,14	2.384	1,36
Mundo	6.825	68.431	12.717	19.738	0,19	2.892	1,86

Fonte: Adaptado de EPE (2012b, p.19).

Notas: <sup>1</sup>PIB expresso segundo conceito “Paridade de poder de compra”; <sup>2</sup> OIE: Oferta Interna de Energia; <sup>3</sup> OECD: *Organisation for Economic Co-operation and Development*

Os indicadores apontam o consumo médio energético mundial de 1,86 tep/hab/ano. Os EUA, segundo maior consumidor de energia mundial, tem o consumo *per capita* calculado em 7,15 tep/hab/ano. O Brasil, com 1,36 tep/hab/ano, apresenta o consumo *per capita* abaixo da média mundial. A Índia, com a numerosa população, tem o consumo *per capita* de apenas 0,59 tep/hab/ano.

A projeção em uma perspectiva de dez anos é de que o Brasil ultrapassará a Argentina (1,85 tep/hab/ano) e Chile (1,81 tep/hab/ano) em relação ao consumo energético *per capita* (EPE, 2012b). Ao final de 2021, a oferta interna de energia poderá alcançar 441 milhões de toneladas equivalentes de petróleo, e a oferta interna de eletricidade atingirá 908 TWh (BRASIL, 2012).

Goldemberg (1998), há mais de uma década, questionou se o Brasil disporia de recursos naturais suficientes para sustentar tal crescimento na área de energia. O crescimento da demanda de energia é progressivo e acompanha o desenvolvimento do País. É necessário analisar os meios mais aceitáveis para incrementar a geração de energia e tornar essa fonte suficiente e segura.

A aspiração ao desenvolvimento da maior parte da população mundial só poderá ser realizada se

houver um aumento notável na eficiência do uso de energia e na criação de novas fontes de energia que sejam sustentáveis. (PALLIS; CRUZ, 2010, p. 5).

O texto acima reflete também o desafio discutido por Salamoni (2009) de como aumentar os serviços energéticos a fim de assegurar o abastecimento com qualidade e sem prejudicar o meio ambiente.

O País possui uma matriz energética baseada principalmente em hidrelétricas. Esse potencial hídrico, em algumas épocas do ano, trabalha no limite da sua capacidade de geração. Apesar do aumento de 1.835MW na potência instalada, em 2012 houve uma redução da oferta de energia do parque hidrelétrico em 1,9% por condições hidrológicas (EPE, 2013).

As construções de novas hidrelétricas demandariam investimentos financeiros altos e grandes impactos ambientais. A expansão das redes de distribuição e transmissão para que essa energia atenda aos consumidores, principalmente de edificações urbanas, também causaria impacto significativo na rotina dessas grandes cidades.

O consumo de energia é geralmente um dos fatores mais relevantes que compõem o desempenho ambiental de um edifício (THORMARK, 2002). Várias iniciativas demonstram a preocupação para que o setor residencial otimize o uso de energia. Entre elas, o uso de equipamentos mais eficientes, as mudanças de hábitos dos usuários e as normas que regulamentam a eficiência energética em edificações novas e existentes (MORISHITA, 2011).

A iluminação natural proveniente do Sol e do céu pode ser utilizada tanto para a redução do consumo de energia, permitindo a redução da iluminação artificial, quanto para geração de energia, de forma a atender a demanda necessária para o consumo elétrico.

A envoltória é caracterizada pelos elementos da edificação que possuem contato com o meio exterior (CB3E, 2013). Assim, fachadas e coberturas possuem importância na temática de conforto térmico e eficiência energética e podem ser um local adequado para geração de energia *in loco*.

O Brasil recebe radiação solar suficiente para aplicação da tecnologia fotovoltaica. De acordo com estudos de Rüther e Zilles (2011), para suprir o consumo de eletricidade anual de todo o País, bastaria ter o sistema fotovoltaico instalado em uma área com fração equivalente a 0,04% da extensão territorial brasileira. O EPE (2014) realizou um trabalho no qual, teoricamente, todos os estados brasileiros conseguiriam gerar, através da energia fotovoltaica, de 1,4 a 4 vezes mais do que a demanda do consumo de eletricidade no setor residencial.

A irradiação anual na superfície de um edifício depende da localização geográfica, dados meteorológicos, orientações e, no contexto urbano, ainda sofre interferência do sombreamento do entorno edificado. Conhecer esses fatores é essencial para avaliação econômica desse sistema (MARDALJEVIC; RYLATT, 2003). Predizer a geração do sistema fotovoltaico durante um projeto arquitetônico, ou antes de aplicá-lo sobre a envoltória de uma edificação, é relevante para otimizar a geração de energia.

Nesse sentido, um trabalho que apresente um método para analisar a irradiação solar e quantificar a geração de energia elétrica proveniente do Sol é fundamental para disponibilizar aos profissionais da área as ferramentas que avaliem a acessibilidade solar nas envoltórias das edificações.

A importância deste trabalho está relacionada com o momento oportuno para difundir os conceitos de geração de energia através de fontes renováveis e incentivar a geração de energia de forma descentralizada em um país como o Brasil. Além disso, com um grande potencial de irradiação solar (SALAMONI; RÜTHER; ZILLES, 2009), o País possui tarifas de energia elétrica em patamares similares a países líderes na aplicação da tecnologia fotovoltaica, como Alemanha, Austrália, China, EUA e Espanha, que justificam ainda mais a importância da disseminação dessa tecnologia no contexto urbano brasileiro.

## **1.2 OBJETIVOS**

O objetivo geral e os objetivos específicos deste trabalho estão descritos nas seções seguintes.

### **1.2.1 Objetivo Geral**

O objetivo geral deste trabalho é avaliar o potencial de geração fotovoltaica na envoltória de edificações residenciais inseridas no contexto urbano.

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

Os objetivos específicos para este trabalho são:

- Analisar a disponibilidade de irradiação solar incidente nas envoltórias das edificações em estudo, identificando as principais obstruções do entorno;



- Quantificar o potencial de geração de energia elétrica com a aplicação do sistema fotovoltaico em todas as áreas opacas dos edifícios;
- Determinar as áreas úteis nas envoltórias a partir do estabelecimento dos limites mínimos de irradiação solar para garantia da viabilidade econômica do sistema fotovoltaico;
- Recalcular o potencial de geração de energia elétrica fotovoltaica nas edificações considerando a sua aplicação nas áreas úteis selecionadas.

### 1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está estruturado em seis capítulos. O primeiro capítulo introduz a temática da geração de energia elétrica na envoltória das edificações residenciais. O tema a ser estudado é justificado e os objetivos da pesquisa são delineados.

O segundo capítulo é a revisão bibliográfica e contempla pesquisas e cenários referentes ao tema de energia, mercado fotovoltaico, políticas de eficiência energética no Brasil, geração de energia integrada à edificação e ferramentas de simulação.

O terceiro capítulo expõe o método utilizado para as simulações dos estudos de caso e a quantificação da geração de energia elétrica. Esse capítulo também apresenta como foi determinado o limite dos níveis de irradiação solar e a identificação das áreas úteis com potencial fotovoltaico.

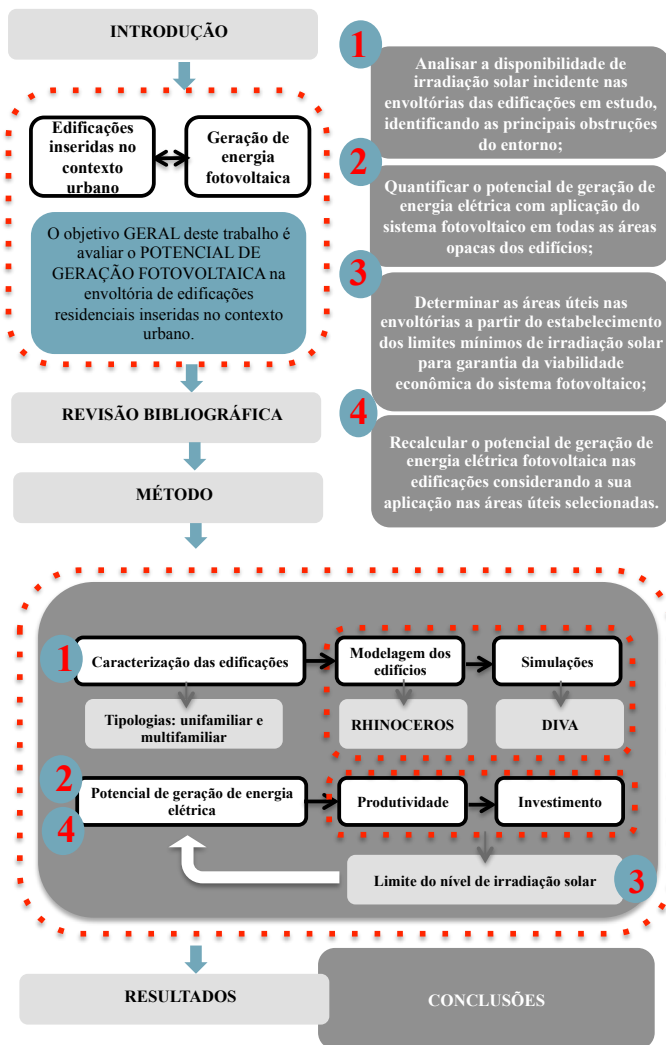
No quarto capítulo são apresentados os resultados alcançados com aplicação do método nos estudos de caso e as principais discussões.

A conclusão apresenta-se no quinto capítulo. As conclusões estão organizadas, de acordo com os objetivos propostos, da seguinte forma: irradiação solar nas envoltórias e as obstruções do entorno; geração de energia fotovoltaica em toda a envoltória; áreas úteis nas envoltórias a partir do limite mínimo de irradiação solar estabelecido; geração de energia fotovoltaica apenas nas áreas úteis e considerações finais. Ainda nesse capítulo encontram-se as limitações da pesquisa e sugestões para trabalhos futuros.

Na parte final, encontram-se as referências bibliográficas, o apêndice e o anexo.

A Figura 1 apresenta o mapa conceitual de todas as etapas deste trabalho.

Figura 1 - Mapa conceitual das etapas do trabalho



Fonte: Elaborado pela autora.



## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A revisão bibliográfica divide-se em sete partes e apresenta-se na seguinte sequência:

1. Panorama energético
2. Geração distribuída no Brasil
3. Tecnologia fotovoltaica
4. Sistema fotovoltaico conectado à rede
5. Relação da arquitetura com o sistema fotovoltaico
6. Disponibilidade solar para geração de energia fotovoltaica
7. Ferramentas de simulação computacional
8. Considerações finais sobre a revisão bibliográfica

### 2.1 PANORAMA ENERGÉTICO

A facilidade no acesso à energia é determinante para o desenvolvimento econômico e social de um País (ANEEL, 2008). Em 1970, com a crise do petróleo, o tema “eficiência energética” passou a integrar a agenda mundial. A preocupação com as perspectivas de elevação crescente no preço do petróleo fez com que novos hábitos fossem incorporados. Dessa forma, projetos de redução de consumo em equipamentos elétricos começaram a ser adotados (EPE, 2012b).

No Brasil, com a crise energética em 2001, foi criada a Lei n.º 10.295, que estabeleceu a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia, especificando os níveis máximos de consumo de energia e os níveis mínimos de eficiência energética para todas as máquinas e equipamentos, fabricados ou simplesmente comercializados no País, que possuem consumo energético (BRASIL, 2001).

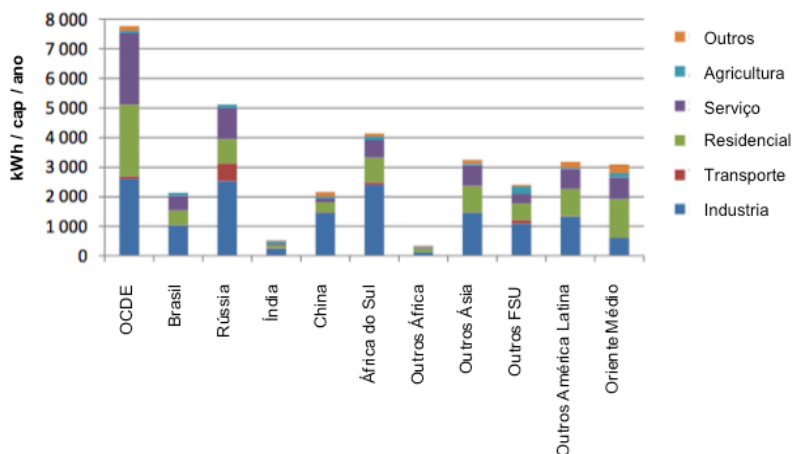
A eficiência energética passou então a destacar-se em perspectivas que analisam a oferta e a demanda de energia, argumento fortalecido junto com o aumento de custo da energia proveniente de recursos fósseis e a mudança climática (EPE, 2012b).

Atualmente, mesmo com avanços tecnológicos, em média entre 1,3 e 1,4 bilhão de pessoas (cerca de 20% da população mundial) não tem acesso à energia elétrica. Em muitos casos, quando os países em desenvolvimento possuem o acesso, não conseguem manter um fornecimento sem interrupção (IEA, 2011).

Os países da Organização para Cooperação e Desenvolvimento

Econômico (OCDE)<sup>1</sup>, atualmente formada por 34 países membros (IEA, 2011), são os que mais consomem energia elétrica no mundo (ANEEL, 2008; IEA, 2011). Esse consumo, aproximadamente de 7.800 kWh/hab/ano, pode ser comparado com o consumo muito inferior, de apenas 600 kWh/hab/ano, de países como a Índia ou a África (excluindo África do Sul), conforme a Figura 2.

Figura 2 – Consumo anual de eletricidade por habitante em 2008



Fonte: Adaptado de IEA (2011, p. 28).

Nota: Former Soviet Union (FSU) (são os países pertencentes à antiga União Soviética).

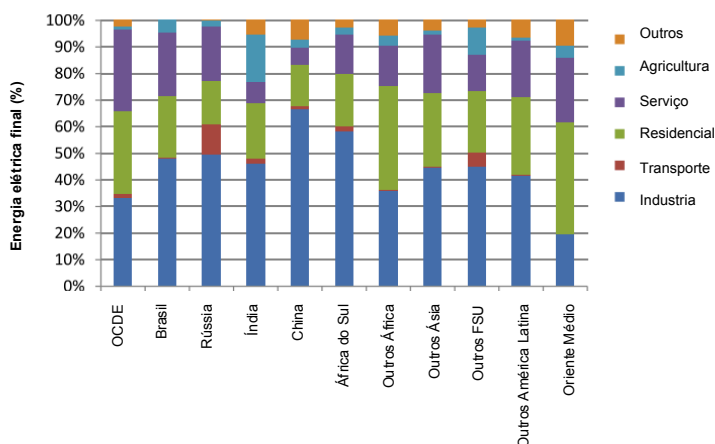
A Figura 3 apresenta o cenário mundial da proporção do uso de eletricidade em diferentes setores. A China, no setor industrial, destaca-se com maior relevância. Nos países da OCDE, o setor industrial, residencial e o de serviço respondem em uma mesma proporção ao uso de energia elétrica. No Brasil, o setor da indústria é o maior consumidor dessa energia, seguido pelo setor residencial e de serviço.

A oferta nacional de energia atingiu 285,6 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep) em 2012 (EPE, 2013). A previsão é de que essa oferta interna de energia alcance 441 Mtep em 2021 (BRASIL, 2012).

<sup>1</sup> Do inglês *Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD)*.

A maior fonte de produção de energia elétrica no Brasil é proveniente de usinas hidrelétricas. O Plano Decenal de Expansão de Energia 2012-2021 (BRASIL, 2012) prevê que a capacidade instalada do Sistema Interligado Nacional (SIN) deverá passar para 180GW em 2021, e uma crescente contribuição ocorrerá pela participação das fontes provenientes de energia da biomassa, eólica e pequenas centrais hidrelétricas (PCH's), conforme Figura 4.

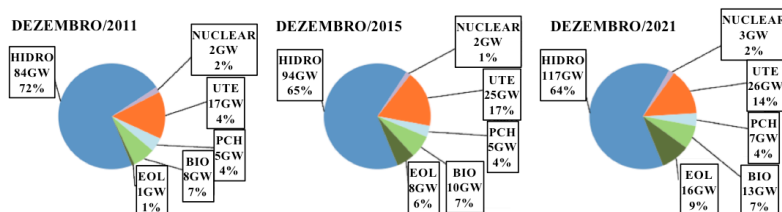
Figura 3 – Cenário do uso final de energia elétrica por setor em 2008



Fonte: Adaptado de IEA (2011, p. 29).

Nota: Former Soviet Union (FSU) (são os países pertencentes à antiga União Soviética).

Figura 4 - Evolução da capacidade instalada por participação das fontes de geração (GW e %).



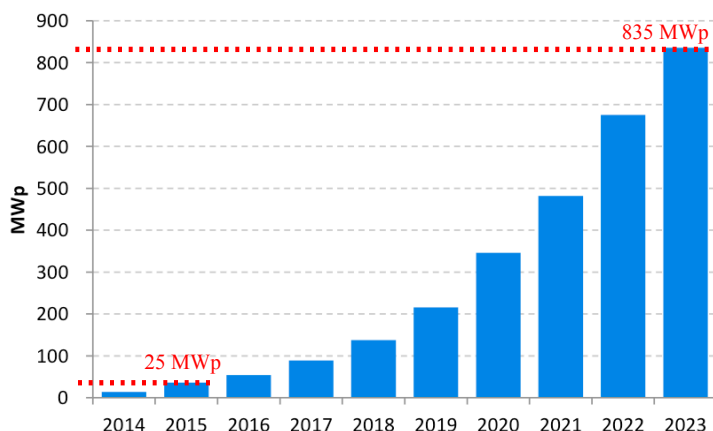
Fonte: BRASIL (2012, p. 93).

A geração hidrelétrica é considerada como uma fonte de energia de origem renovável, por isto o Brasil destaca-se como o país que possui a maior participação de geração por fontes renováveis na matriz elétrica mundial (EPE, 2013).

No mundo, nos últimos anos, a geração fotovoltaica tem representado um aumento significativo na matriz elétrica, com a capacidade instalada atingindo valores próximos de 139 GWp no ano de 2013 (EPE, 2014) e com previsão de alcançar, em 2020, 280 GWp (IEA, 2011).

No cenário brasileiro da geração por fontes renováveis, a energia fotovoltaica ainda possui uma participação muito pequena. O EPE (2014) analisou a evolução do potencial a ser instalado no Brasil e, a partir da previsão de instalação em 2015 de 25 MWp, projetou para o ano de 2023 uma capacidade instalada acumulada na ordem de 835 MWp (Figura 5). Essa projeção inclui o setor residencial e comercial, com uma estimativa de aproximadamente 161 mil sistemas a serem instalados.

Figura 5 - Estimativa da evolução da capacidade instalada acumulada de geradores fotovoltaicos no Brasil



Fonte: Adaptado de EPE (2014, p. 35).

## 2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

A expansão da matriz geradora de energia no Brasil é fundamental. Sendo as hidrelétricas as principais fontes, a implantação

de novas centrais de igual matriz pode ocasionar grandes impactos, principalmente ambientais. De acordo com Quaglia (2010), a geração distribuída, aquela gerada próxima ao local de consumo ou na própria instalação consumidora, torna-se uma alternativa eficiente para ampliação do parque gerador, pois possibilita uma maior mitigação dos impactos e suas perdas.

Algumas vantagens da geração distribuída com relação à centralizada tradicional são: economia dos investimentos em transmissão, diminuição das perdas nas redes e melhoria nos serviços de energia elétrica (ANEEL, 2012). Em sua pesquisa, Montenegro (2013) argumenta que, na geração distribuída, as perdas de transmissão e distribuição são desprezíveis, sendo esses aspectos relevantes para investir nesse tipo de geração de energia no Brasil.

As definições relacionadas à geração distribuída variam no aspecto de potência instalada em determinados países. Na Suíça, a capacidade máxima considerada para geração distribuída é de 1.500 kW. No Reino Unido, são consideradas distribuídas as usinas com potências menores de 100MW (ACKERMANN et al., 2001).

A Lei n.º 5.163, de 30 de julho de 2004, no Art. 14, define que, no Brasil, é considerado geração distribuída a produção de energia elétrica derivada de sistemas conectados diretamente na rede elétrica de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de hidrelétrica com capacidade instalada acima de 30 MW (BRASIL, 2004).

O Instituto Nacional de Eficiência Energética descreve ainda que a geração distribuída, além dos painéis fotovoltaicos e pequenas centrais hidrelétricas, inclui cogeneradores, geradores de emergência, geradores para operação no horário de ponta e geração através de resíduos combustíveis de processo (INEE, 2013).

Assegurar uma manutenção sem riscos para usuário e garantir o fornecimento de energia com qualidade são itens fundamentais na geração distribuída, e por isso a importância da normatização para a segurança desses pequenos projetos de geração (TORRES, 2012).

Basicamente, existem dois tipos de políticas governamentais sobre o incentivo à exportação de energia por um consumidor. O primeiro, denominado *feed in tariff*, adotado em países como Alemanha e Espanha, política na qual o governo estipula os valores da tarifa e as concessionárias são obrigadas a comprar a energia renovável gerada, com valores acima do mercado (MONTENEGRO, 2013).



E o outro sistema, denominado *net metering*, o consumidor também gera a energia e a exporta para a rede, sem necessidade de armazenamento e de consumo de imediato. Porém, neste sistema, os valores em kWh da energia gerada passam a ser créditos a serem debitados da conta mensal dos valores em kWh da energia consumida (MONTENEGRO, 2013).

De acordo com Montenegro (2013), o processo foi longo até a aprovação da Resolução Normativa n.º 482, que aconteceu em abril de 2012. Com essa normativa, a Agência Nacional de Energia Elétrica definiu as regras para a microgeração, com até 100 kW de potência, e para a minigeração, de 100 kW a 1 MW. Dessa forma, o consumidor recebe autorização para instalar pequenos geradores em sua unidade consumidora e trocar energia com a distribuidora local, criando, então, o Sistema de Compensação de Energia. A regra é válida para energia hídrica, solar, biomassa, eólica e cogeração qualificada, enfim, para geradores que utilizam fontes incentivadas de energia (ANEEL, 2012a).

A política *net metering* foi a definida para o Brasil. Esse “Sistema de Compensação de Energia” estabelece que o kWh injetado na rede e não consumido seja convertido em crédito também em kWh. Com isso, o consumidor poderá usar os créditos no pagamento de sua fatura em até 36 meses. O saldo não utilizado também poderá ser transferido para outra unidade consumidora, obedecendo apenas ao critério de as duas unidades consumidoras estarem na mesma área de concessão e possuírem o mesmo cadastro de pessoa física ou jurídica (ANEEL, 2012a).

A Resolução Normativa n.º 482 da ANEEL (2012a) estabelece ainda que o custo para instalação ou adequação do sistema de compensação é de responsabilidade do consumidor, e isso inclui também instalação de um sistema medidor bidirecional. Após a adequação desse sistema, cabe à distribuidora responsabilizar-se pela operação e efetuar toda a manutenção.

O Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional da ANEEL, conhecido como PRODIST, estabelece as condições de acesso de novos acessantes e também dos existentes. O módulo 3 do PRODIST, que trata sobre o Acesso ao Sistema de Distribuição, é composto de sete seções. A seção 3.7 é a que descreve os procedimentos para o acesso de micro e minigeração distribuída (ANEEL, 2012b).

As informações sobre todas as etapas e os prazos que as distribuidoras terão de cumprir para disponibilizar a liberação final do

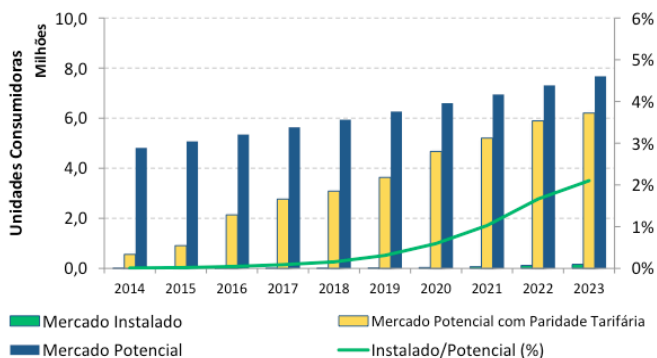
ponto de geração distribuída e os requisitos mínimos a serem seguidos sobre os pontos de conexão da micro e minigeração encontram-se descritos na Seção 3.7 do PRODIST da ANEEL (2012b), citado anteriormente.

As etapas para viabilizar o acesso descrito no PRODIST são obrigatórias e, em linhas gerais, dividem-se em: solicitação de acesso, parecer de acesso, contratos, implantação da conexão e aprovação do ponto de conexão.

O balanço do Sistema de Compensação de Energia não é tão simplista como descrito na Normativa. O consumidor também está sujeito ao pagamento do custo da disponibilidade do sistema elétrico, uma espécie de taxa mínima de energia, independentemente se está gerando ou não (RAUSHMAYER; GALDINO, 2014). E ainda tem o pagamento de impostos, estabelecido por estado, com diferentes alíquotas de ICMS “sobre o consumo bruto de eletricidade proveniente da distribuidora”, publicado em Convênio ICMS 6, de 4 de abril de 2013 (EPE, 2014).

De acordo com EPE (2014), ao tributar a energia compensada, a disseminação e a competitividade da geração distribuída ficam prejudicadas. Os resultados da pesquisa apontam que a retirada desse imposto adiantaria a paridade tarifária em quatro anos. As Figuras 6 e 7 ilustram a evolução do mercado de sistemas fotovoltaicos distribuídos no Brasil, estimado pelo EPE (2014), com e sem aplicação do Convênio ICMS 6.

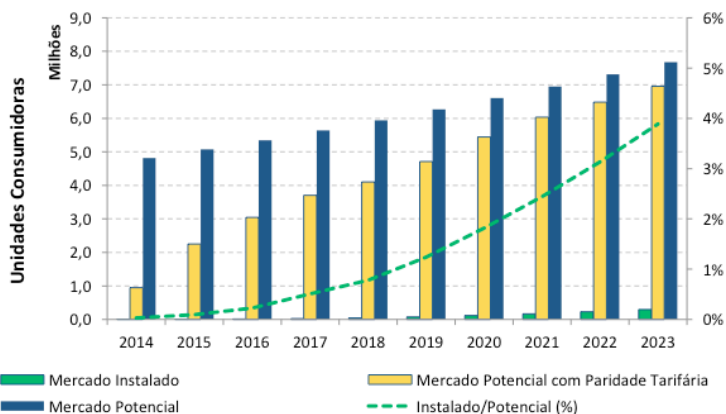
Figura 6 - Evolução do mercado de sistemas fotovoltaicos distribuídos no Brasil no setor residencial e comercial (com Convênio ICMS 6)



Fonte: EPE (2014, p. 34).

Notas: A barra azul apresenta o número de unidades consumidoras potenciais. A barra amarela a situação de viabilidade do mercado. A barra verde o número de consumidores que terão instalado o sistema fotovoltaico no período analisado.

Figura 7 - Evolução do mercado de sistemas fotovoltaicos distribuídos no Brasil no setor residencial e comercial (sem Convênio ICMS 6).



Fonte: EPE (2014, p. 39)

Notas: A barra azul apresenta o número de unidades consumidoras potenciais. A barra amarela a situação de viabilidade do mercado. A barra verde o número de consumidores que terão instalados o sistema fotovoltaico no período analisado.

## 2.3 TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

A energia do Sol incidente sobre a superfície da Terra, em aproximadamente 20 minutos (SANTOS, 2009), é maior do que a demanda energética mundial em um ano (RÜTHER, 2004).

O efeito fotovoltaico ocorre quando uma diferença de potencial (ddp) entre os terminais de uma estrutura de material semicondutor é submetida a uma exposição da luz do Sol (CEPEL; CRESESB, 2004; RÜTHER, 2004). O efeito fotovoltaico foi observado e relatado pela primeira vez, em 1839, pelo físico francês Edmond Becquerel (CEPEL; CRESESB, 2004).

Em 1954, a primeira célula solar foi apresentada e anunciada numa conferência de imprensa (CHAPIN; FULLER; PEARSON, 1954). E, no ano seguinte, teve a sua primeira aplicação prática como fonte de alimentação de uma rede telefônica.

A tecnologia fotovoltaica foi impulsionada primeiramente pelas telecomunicações e, na sequência, pela corrida espacial, já que essa tecnologia era o meio mais favorável de fornecer energia necessária para a longa permanência no espaço e também para geração de energia para satélites (CEPEL; CRESESB, 2004).

O uso do sistema fotovoltaico com a finalidade de atender às edificações surgiu a partir da crise energética na década de 70. Nessa época, fez-se necessário o estudo de novas fontes de produção de energia e sua viabilidade econômica. De acordo com Jannuzzi, Varella e Gomes (2009), com as melhorias na produção dos módulos e redução de custos quando comparados ao uso espacial, as aplicações terrestres passaram a fazer parte dessa tecnologia.

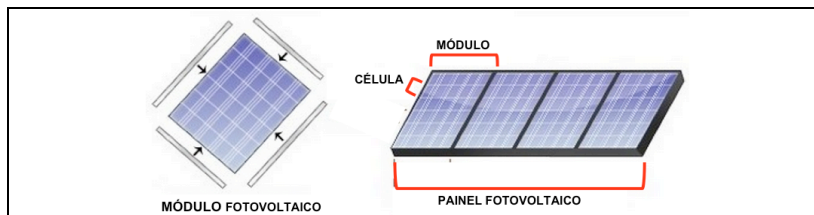
Para melhor entendimento das terminologias que serão utilizadas nesta dissertação, faz-se necessário apresentar algumas definições básicas dos termos técnicos relativos à conversão fotovoltaica de energia radiante solar em energia elétrica que se encontram na NBR 10899 (ABNT, 2006). A Figura 8 apresenta a representação esquemática dos elementos fotovoltaicos.

**Célula solar ou célula fotovoltaica:** Dispositivo fotovoltaico elementar especificamente desenvolvido para realizar a conversão direta de energia solar em energia elétrica (ABNT, 2006, p. 2).

**Módulo fotovoltaico:** Unidade básica formada por um conjunto de células solares, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica (ABNT, 2006, p. 3).

**Painel fotovoltaico:** Um ou mais módulos fotovoltaicos interligados eletricamente, montados de modo a formar uma única estrutura. (ABNT, 2006, p. 3).

Figura 8 - Representação esquemática dos elementos fotovoltaicos



Fonte: Adaptado de Electrónica (2013). ELECTRÓNICA. Paine Solar Fotovoltaico.

Disponível em:

<<http://www.electronica-pt.com/index.php/content/view/271/202/>>

Acesso em: 23 set. 2013.

As células são constituídas basicamente de materiais semicondutores. Os mais utilizados são: silício (monocristalino, multicristalino e amorfo), o arseneto de gálio (GaAs), telureto de cádmio (CdTe) ou disseleneto de cobre, gálio e índio (CIS e CIGS). No entanto, o silício é o material mais empregado; o seu uso corresponde a 95% da produção mundial (RÜTHER, 2011).

Na próxima Seção (2.3.1), são apresentados alguns tipos de células fotovoltaicas existentes no mercado mundial e brasileiro.

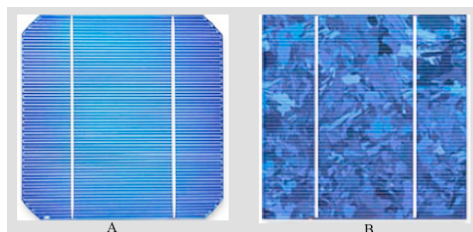
### 2.3.1 Principais tipos de células fotovoltaicas

No mercado, as três principais gerações de células comercializadas e categorizadas de acordo com sua tecnologia são: silício cristalino, considerado da primeira geração; a segunda geração é composta por módulos de filme finos; e a terceira geração, ainda não disponível para a construção civil, é composta de células orgânicas e células solares sensibilizadas por corante (SANTOS, 2013).

- **Silício Cristalinos:** Essas células classificam-se em monocristalino e multicristalino (Figura 9). A célula de silício multicristalino, este também denominado silício policristalino, é a mais comercializada, seguida pela célula monocristalina. As células solares são obtidas a partir de barras cilíndricas de um único cristal, por esse motivo, tornando-a muito eficiente. O ponto negativo desse tipo de célula é o seu custo elevado devido ao processo de fabricação.

O silício multicristalino possui uma eficiência menor em relação ao monocristalino; tais células fotovoltaicas são produzidas a partir de blocos de silício com muitos cristais, de forma mais simples e com menor custo de produção.

Figura 9 (A, B) – Exemplos de células fotovoltaicas: A - silício monocristalino; B - silício multicristalino



Fonte: EPE, 2012c, p.5.

Os módulos que contemplam as células cristalinas são geralmente retangulares estruturados em alumínio, com as células encapsuladas por vidros, e sua aplicação destina-se a aplicação sobre fachadas e coberturas. (SANTOS, 2013).

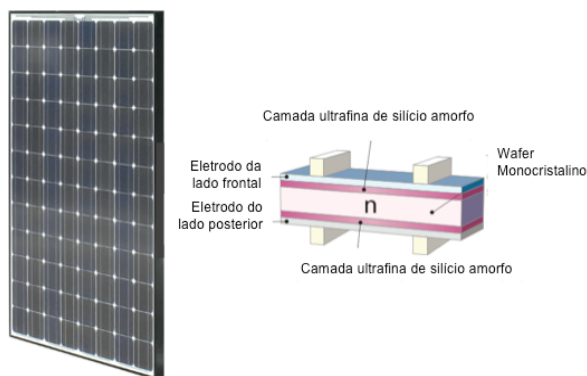
- **HIT<sup>2</sup>**: A tecnologia HIT, em português denominada multijunção de silício, possui células compostas por duas camadas de silício amorfo e uma camada central de silício cristalino, conforme a Figura 10. Com uma eficiência elevada, de cerca de 20%, essa tecnologia apresenta um percentual de uso no mercado mundial ainda sutil (apenas 1,5%), principalmente em comparação ao silício multicristalino e ao monocristalino (CERÓN; CAAMAÑO-MARTÍN; NEILA, 2013).

A célula solar HIT, mesmo com temperaturas altas, mantém uma eficiência mais elevada do que uma célula solar de silício cristalino convencional (PANASONIC CORPORATION, 2013).

---

<sup>2</sup> HIT é sigla em inglês para *heterojunction with intrinsic thin layer*.

Figura 10 - Célula solar HIT (heterojunction with intrinsic thinlayer)



Fonte: Adaptado de Panasonic Corporation (2013).

- **Filme Fino:** A fabricação da tecnologia de filme fino aparece como alternativa na redução de custos para a produção de células fotovoltaicas. Podem ser feitos a partir de silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre (gálio) e índio (CIS/CIGS) e telureto de cádmio (CdTe).

A integração arquitetônica é um dos aspectos positivos do filme fino, pois este possui espessuras menores, formas variadas e flexibilidade (Figura 11) que lhe permitem maiores atrativos estéticos para integração em coberturas e fachadas (GAVIRIA, 2013; SANTOS, 2013; SACHT; ALMEIDA, 2012).

Figura 11 – Células de filme fino



Fonte: EPE (2012c, p. 5).





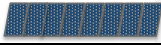
No início da década de 80, foram lançados comercialmente os primeiros painéis solares de filmes finos de silício amorfo (a-Si). Essa primeira geração apresentava níveis de degradação de *performance* na ordem de 40%, o que fez com que esse material não fosse bem aceito no mercado europeu (RÜTHER, 2011).

O CdTe, muito usado para calculadoras, aparece como um

material promissor no mercado fotovoltaico para a geração de energia elétrica (SACHT; ALMEIDA, 2012). O CdTe, quando comparado ao a-Si, possui uma eficiência maior, o que traduz em necessidade de disponibilidade menor de área para a mesma potência a ser instalada (RÜTHER; MONTENEGRO, 2001; RENI, 2013).

A Figura 12 apresenta a eficiência de cada material e a área necessária para que cada tecnologia possa gerar 1kW.

Figura 12 - Comparação entre os diferentes materiais, eficiência e áreas necessárias para aplicação de diferentes tipos de células

Tipo de célula	Eficiência Módulo	Área necessária para geração de 1kWp
Silício Monocristalino (m-Si)	13 – 19%	5 – 8 m <sup>2</sup> 
Silício Policristalino (p-Si)	11 – 15%	7 – 9 m <sup>2</sup> 
Filme Fino arseneto de gálio (GaAs); disseleneto de cobre, gálio e índio (CIS e CIGS)	10 – 12%	8 – 10m <sup>2</sup> 
Filme Fino telureto de cádmio (CdTe)	9 – 11%	9 – 11m <sup>2</sup> 
Silício Amorfo (a-Si)	5 – 8%	13 – 20m <sup>2</sup> 

Fonte: Adaptado de RENI, 2013, p. 19.

Os custos para a produção do CdTe, apesar de terem uma conversão maior, são compatíveis com o do a-Si. A desvantagem maior é que faz uso de elementos que possuem maior toxicidade, o que faz com que possa ser restringido pelo mercado (RÜTHER; MONTENEGRO, 2001; RÜTHER, 2004).

De acordo com Sacht, Almeida (2012) e Santos (2013), o CIS e CIGS encontram-se em crescente aplicação na integração arquitetônica e possuem a maior eficiência dentro da geração de filmes finos.

No Brasil, os dados reais referentes à produtividade (*Yield*) de sistemas, independente da tecnologia, ainda são incipientes; na maioria das vezes, são informações provenientes de sistemas fotovoltaicos instalados em outros países com clima mais temperado.

Pinheiro et al. (2013) analisaram os potenciais fotovoltaicos estimados de sete tecnologias comercialmente disponíveis aplicadas em oito localidades diferentes: Capivari de Baixo-SC, Aratiba-RS, Itiquira-MT, Porto Velho-RO, Juazeiro do Norte-CE, Caucaia-CE, Cachoeira Dourada-GO e Cabo Frio-RJ. A Figura 13 apresenta a distribuição de um dos sistemas com as tecnologias empregadas nesta pesquisa, denominado “Projeto P&D ANEEL Tractebel Energia PE-



0403- 0027/2011”.

Figura 13 – Módulo de avaliação de Capivari de Baixo-SC. A numeração indica a localização de cada uma das seguintes tecnologias: 1. CPV (Concentrated Photovoltaic): concentrador e rastreador de dois eixos que acompanha a trajetória solar; 2. c-Si: silício monocristalino; 3. CdTe: telureto de cádmio; 4. a-Si: silício amorfo; 5. CIGS: disseleneto de cobre, índio e gálio; 6. p-Si: silício multicristalino; 7. a-Si/ $\mu$ c-Si: silício amorfo em heterojunção com silício microcristalino; 8. Estação solarimétrica.



Fonte: Pinheiro et al. (2013).

Os valores de produtividade (*Yield*) e taxa de desempenho (PR) foram obtidos por meio do *software* de simulação PVSyst (programa descrito na seção 2.7) e resultou em pior PR para a tecnologia p-Si em todas as localidades analisadas, e a melhor PR para a tecnologia CPV, que aproveitou de forma mais eficaz os melhores níveis de radiação da cidade de Cachoeira Dourada, em Goiás (PINHEIRO et al., 2013). Ao término de um ano de funcionamento dos oito sistemas, os autores informam que será feita uma avaliação mais completa sobre as tecnologias.

- **Células solares sensibilizadas por corantes:** A terceira geração, com diversas pesquisas em andamento, são as células solares sensibilizadas por corantes (CSSC), do inglês *dyesensitized solar cel* (DSSC). Estas fazem uso de materiais com custos menores do que o silício, para a geração de energia solar em elétrica (SANTOS, 2013). Dependendo da quantidade de energia necessária, as células solares citadas acima podem ser consideradas como opção mais econômica quando se compara às células de filme fino (ZOMER, 2009).

Cada tipo de célula possui suas características específicas. Além da eficiência e dos custos de cada tecnologia, é imprescindível fazer uma seleção pelas características dos materiais, que resultará em melhor integração destes com a forma e estética da edificação (CERÓN; CAAMAÑO-MARTÍN; NEILA, 2013).

## 2.4 SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE

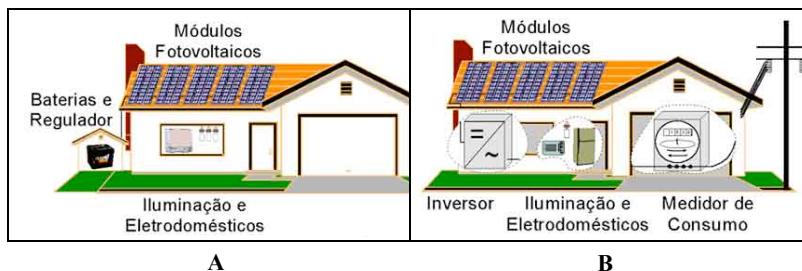
A produção da energia elétrica pode ser proveniente de diversas fontes. Em grande parte do mundo, é procedente de fontes fósseis. Conforme citado anteriormente, no Brasil, a maior parte provém de centrais hidrelétricas. Mas o País é privilegiado em recursos naturais e com grande potencial para geração de energia eólica e solar.

A energia solar possui diversas aplicações, sendo a geração direta de eletricidade, através de tecnologia fotovoltaica, uma das alternativas mais sustentáveis para a geração de energia. Para Quaglia (2010), essa tecnologia responde às necessidades, pois quando comparada às hidrelétricas, não necessita da mesma proporção de áreas para instalação e não compromete a biodiversidade do local a ser instalado.

O sistema fotovoltaico pode ser um sistema isolado ou estar conectado à rede elétrica, conforme os desenhos esquemáticos representados pela Figura 14. Santos (2013) descreve os sistemas isolados como sendo aqueles que utilizam, para armazenamento da energia fotovoltaica, normalmente baterias químicas, para serem usadas quando o sistema não estiver ativo gerando energia.

O uso de baterias pode reduzir a potencialidade do sistema, e também merece uma atenção por possuir elementos químicos, em grande parte, poluentes ao meio ambiente. Mas esse uso continua sendo praticado principalmente em lugares onde a rede elétrica pública não atende aos usuários, como em zonas rurais.

Figura 14 (A, B) - Ilustração esquemática do sistema fotovoltaico autônomo (A) e conectado na rede elétrica convencional (B)



Fonte: NT Solar. Disponível em: <<http://www.pucrs.br/cbsolar/energia.php>>. Acesso em: 22 set. 2013.

Gerar energia *in loco*, junto à própria edificação, produz impactos reduzidos quando comparados com os da geração de energia proveniente de centrais hidrelétricas. A aprovação da ANEEL (2012a), da Resolução Normativa n.º 482, é fundamental para que a geração de energia elétrica e, conseqüentemente, a redução das emissões de poluentes à atmosfera passem a fazer parte do conceito das novas edificações.

A abordagem para este trabalho será restrita aos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica (SFCR). Após a Resolução Normativa n.º 482, da ANEEL, algumas edificações já estão com os sistemas instalados e gerando energia. Alguns exemplos serão descritos na seção a seguir.

#### 2.4.1 Exemplos de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica (SFCR) no Brasil

No Brasil, os primeiros sistemas fotovoltaicos instalados e conectados à rede foram em centro de pesquisas e universidades. A expectativa é de que esse cenário torne-se mais promissor.

O LabSolar, do Departamento de Engenharia Mecânica da UFSC, instalou o primeiro sistema fotovoltaico aplicado em uma edificação urbana, conectado à rede no Brasil. Denominado “Sistema de 2kWp”, este começou a operar em 1997; ocupa uma área de aproximadamente 40,80 m<sup>2</sup>, está direcionado para Norte verdadeiro e com inclinação de 27 graus, igual à latitude da cidade de Florianópolis (NASCIMENTO, 2013).

O “Sistema de 2kWp” possui sensores que fazem a leitura contínua de irradiação e temperatura. A Figura 15 apresenta a

instalação, que é composta por “módulos opacos e semitransparentes de filme fino de silício amorfo hidrogenado, com células de junção dupla depositadas em vidro” (NASCIMENTO; RUTHER, 2014).

Figura 15 - Fotografia externa do departamento de engenharia mecânica da UFSC e detalhe do SFCR instalado de 2,02kWp do LabSolar



Fonte: Elaborado pela autora. Fotografias em 19/11/2013 e 29/11/2013.

A Casa Eficiente (Figura 16), localizada na sede da Eletrosul em Florianópolis, foi uma das primeiras tipologias residenciais no Brasil a receber o sistema fotovoltaico interligado à rede, com data anterior à Resolução Normativa n.º 482 da ANEEL. Apesar das características residenciais, a Casa Eficiente não possui moradores; sua construção foi realizada para pesquisas de eficiência energética. Em julho de 2006, o sistema de 2,25 kWp foi instalado, ocupando uma área de aproximadamente 21 m<sup>2</sup>, com 30 módulos de silício policristalino (p-Si), com orientação e inclinação ideal (LABEEE, 2010).

Figura 16 - Casa Eficiente - painel fotovoltaico integrado na parte central da cobertura e nas laterais, coletores solares



Fonte: LABEEE (2010, p. 54).

No ano de 2013, mais de quinze anos após a primeira instalação de sistema fotovoltaico conectado à rede, surgiram as primeiras edificações com instalações fotovoltaicas que seguem o proposto da Normativa n.º 482, com a participação no sistema de compensação de energia. No Banco de Informações da Geração (BIG) da ANEEL (2015a), em 3 de março de 2015, havia 295 sistemas fotovoltaicos conectados à rede, totalizando 3951,28 kWp instalados, incluindo diversos setores, como residencial, comercial e arenas esportivas.

No setor residencial, exemplos de pioneirismo aconteceram na cidade do Rio de Janeiro, RJ, onde duas casas unifamiliares fizeram a instalação do sistema fotovoltaico, estão conectadas à rede elétrica e já estão gerando sua própria energia.

A casa ilustrada na Figura 17, localizada no bairro Santa Teresa desde agosto de 2013, é a primeira edificação residencial no estado do Rio de Janeiro com o sistema fotovoltaico conectado na rede (SFCR) após a Resolução n.º 482 da ANEEL. A casa possui um sistema de 2,1kWp, composto por nove módulos com a tecnologia policristalino e instalado sobre um telhado com orientação 27 graus NNE e inclinação de 26 graus (RAUSHMAYER; GALDINO, 2014).

De acordo com Raushmayer e Galdino (2014), o sistema de 2,1kWp gerou, para os três primeiros meses em funcionamento, os seguintes valores: 214 kWh no mês de setembro, 227 kWh no mês de outubro e 205 kWh no mês de novembro.

Figura 17 - Residência com o primeiro sistema de microgeração de energia integrado à rede da concessionária Light, RJ



Fonte: Fotografias fornecidas por Hans Raushmayer (2013).

A outra residência com sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica está localizada no bairro Recreio dos Bandeirantes, também na cidade do Rio de Janeiro. De acordo com a Solar Energy do Brasil (2013), para colocar em funcionamento, entre equipamentos e instalação, houve um investimento inicial de aproximadamente R\$ 15.000,00, e com um cálculo com retorno de investimento de 7,5 anos.

A casa possui uma área de 120 m<sup>2</sup> e é ocupada por dois moradores. De acordo com as tarifas de energia elétrica de janeiro a dezembro de 2012, a média do consumo é de 256,62 kWh/mês. O sistema instalado de 1,6 kWp vai gerar, em média, 208kWh/mês, suprimindo a demanda em aproximadamente 80%.

A Figura 18 A mostra fotos da casa anterior à montagem dos módulos fotovoltaicos. A Figura 10 B e 10 C mostram as fotos que ilustram o processo de instalação, e a Figura 10 D apresenta o sistema instalado.



Figura 18 (A, B, C, D) - Fotografias das etapas de instalação da Casa Recreio dos Bandeirantes



Fonte: Fotografias fornecidas pela Arq. Isabelle DeLoys (2013).

O projeto-piloto “120 Telhados” também faz parte das novas edificações que serão geradoras de energia elétrica. O trabalho prevê a instalação de tetos solares em 120 residências espalhadas pelo País. Os estados participantes são: Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Santa

Catarina, São Paulo, Minas Gerais e Pará (RAMPINELLI et al., 2014).

Além da inserção do uso dos sistemas fotovoltaicos em telhados de consumidores em baixa tensão, esse projeto tem como objetivo delimitar as condições e todos os impactos provenientes da geração distribuída de energia elétrica (RAMPINELLI et al., 2014).

Na cidade de Porto Alegre, cada um dos vinte telhados receberá um sistema com a potência nominal de 1,22 kWp (RAMPINELLI et al., 2014). Em Santa Catarina, os “20 Telhados” serão instalados em residências localizadas no Bairro Pedra Branca, em Palhoça (FOTOVOLTAICA UFSC, 2013). Para esse trabalho, a equipe FotovoltaicaUFSC (2013) desenvolveu, para cada residência, um sistema, também de 1,22 kWp, para ser aplicado sobre a cobertura. Após todas as instalações, as casas passarão a ser monitorados para verificar a eficiência da tecnologia.

## 2.5 A RELAÇÃO DA ARQUITETURA COM O SISTEMA FOTOVOLTAICO

A escassez de espaços e o crescimento acelerado das cidades revelam a importância de repensar que o terreno deverá ser ocupado da forma mais otimizada possível.

A arquitetura precisa adaptar-se às mudanças climáticas e às consequências destas. É imprescindível a integração ambiental do projeto às estratégias, principalmente passivas, a fim de obter-se construções com menor consumo de recursos naturais, com baixas emissões de poluentes e com maior eficiência energética. Segundo Lamberts, Dutra e Pereira (2014), a interação entre o homem e o meio, em todas as escalas da cidade (global, regional e local) é o que garante um projeto eficiente sob o ponto de vista energético.

Na tentativa da interação homem, arquitetura e meio ambiente, foi construída, em 1939, na cidade de Cambridge, EUA, pelo *Massachusetts Institute of Technology* (MIT), a “Solar House I”. Esta é a primeira construção documentada a ser aquecida por energia solar durante todo um ano (HERNANDEZ; KENNY, 2010) e com aplicação do conceito básico de casa passiva para obter conforto térmico com uma demanda muito baixa de aquecimento ou arrefecimento (FEIST, 2010).

A evolução das casas passivas norteou o conceito de Zero Energy Building (ZEB) ou de Edifício de Energia Zero (EEZ), expondo a importância de não apenas minimizar o consumo de



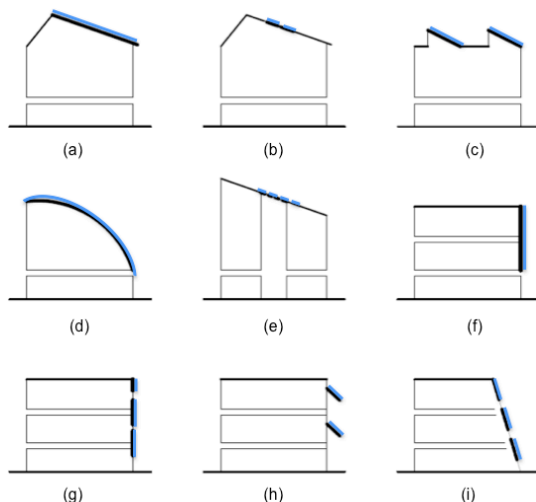
energia por meio de métodos passivos, mas também projetar edifícios com uso de tecnologias e energias renováveis (WANG; GWILLIAM; JONES, 2009).

Pacheco e Lamberts (2008) definem EEZ “como sendo aquele que, em média anual, gera, por meio de fontes renováveis a totalidade da energia que consome”. No mesmo artigo, os autores relatam que a tecnologia para EEZ em climas frios aparenta estar mais desenvolvida do que em climas quentes.

O tema EEZ é abrangente e envolve outros aspectos além do balanço de energia zero. O assunto foi tratado brevemente nesta seção apenas para introduzir historicamente a geração de energia renovável junto ao ponto de consumo, com um sistema aplicado ou integrado à edificação como ferramenta para auxiliar na redução do consumo energético.

As formas de aplicação são variáveis, o sistema pode ser integrado à arquitetura ou sobreposto a algum elemento construtivo da edificação com a possibilidade de aplicação em brises, átrios, *sheds*, coberturas, paredes ortogonais e em curvas (THOMAS; GRAINGER, 1999), conforme a Figura 19.

Figura 19 - Formas de aplicação ou integração de um sistema fotovoltaico: (a) Telhado inclinado, (b) Cobertura com telhas integradas, (c) Aplicação em Sheds, (d) Parede/cobertura curvas, (e) Átrio, (f) Fachada, (g) Fachada com janela, (h) Brises, (i) Fachada inclinada com janelas



Fonte: Adaptado de Thomas e Grainger (1999, p. 22-24) por Santos (2009, p. 27).

A relação de sistemas fotovoltaicos à arquitetura apresenta-se como solução ideal para uma geração energética próxima ao ponto de consumo, sobreposta ou integrada a algo que já exerça uma determinada função na cidade. Hoje em dia, a tecnologia fotovoltaica aplicada à edificação é capaz de tornar-se um elemento estético, assim como ser utilizada como o próprio elemento construtivo (THOMAS; GRAINGER, 1999; ZOMER, 2010).

Os estudos com enfoque na geração de energia integrada à edificação, a cada dia, ganham mais atenção dos pesquisadores. Thomas e Grainger (1999) anteciparam que o sistema fotovoltaico afetaria a forma de construção das novas edificações e passaria a ser um elemento importante, tanto construtivo quanto ambiental.

Para Salamoni (2009), Santos e Rüther (2012), inserir a tecnologia fotovoltaica no meio urbano tem vantagem quantitativa, pois existem grandes áreas disponíveis no envelope da edifica  o para a instala  o fotovoltaica. Atmaja (2013) cita que as fachadas e os telhados fazem parte da envolvente do edifício e podem ter características específicas, como dire  o e ângulo de inclina  o, que irão determinar a quantidade de energia elétrica que será gerada.

A categoriza  o para a rela  o dos módulos fotovoltaicos    edifica  es são: BAPV e BIPV, respectivamente em inglês *Building Applied Photovoltaics* e *Buiding Integrated Photovoltaics*.

O BIPV torna-se parte da envoltória da edifica  o em substitui  o a determinados materiais construtivos (JELLE; BREIVIK; 2012; SANTOS; RÜTHER, 2012). Cer  n, Caama  o-Martín e Neila (2013) descrevem que o BIPV tem dupla funcionalidade: substituir os elementos construtivos convencionais e proporcionar a gera  o de energia.

O sistema BAPV    utilizado quando a inten  o    adaptar os módulos    edifica  es novas ou existentes. A aplica  o ocorre com as mesas dos módulos fotovoltaicos montados em suportes met  licos sobre algum elemento construtivo do edifício (SANTOS; RÜTHER, 2012). De acordo com Zomer (2013), os BAPV's são aqueles cujos planos dos módulos podem receber a incidência solar otimizada a partir da defini  o da orienta  o e inclina  o ideal.

Nos dois casos, os sistemas BIPV e BAPV dependerão das áreas disponíveis em fachadas e coberturas para serem aplicados na edifica  o no contexto urbano. A Figura 20 apresenta    esquerda um exemplo de BIPV e    direita um exemplo de BAPV.

Figura 20 (A, B) - Exemplos de BIPV e BAPV: A - Cobertura do “Kaiser Permanente’s Medical Facilities”, na Califórnia, EUA; B - Fotografia da “Götzfamily home”, Alemanha.



Fonte: Fotografias do site Yingli Solar (2013). YINGLI SOLAR. Residencial | Comercial. 2013. Disponível em:

<<http://www.yinglisolar.com/br/residencial/>>. Acesso em: 22 set. 2013.

## 2.6 DISPONIBILIDADE SOLAR PARA GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA

A luz natural é uma fonte de energia essencial para a vida humana, que necessita dessa exposição para ativar suas funções fisiológicas. O Sol, o céu e as superfícies, construídas ou não, são as fontes de luz natural que fornecem três componentes: luz direta do Sol, luz difusa do céu e luz refletida no entorno (LAMBERTS; DUTRA; PEREIRA, 2014).

O Sol é uma fonte de iluminação natural e também de calor (insolação). Por isso, em estudos de eficiência energética, é importante analisá-lo sob esses dois enfoques.

Um projeto arquitetônico elaborado a fim de otimizar a iluminação natural proporcionará um ambiente confortável aos usuários, com luz suficiente ao desenvolvimento das atividades humanas. Porém, quando a insolação ou a radiação solar não são consideradas, essa mesma luz proveniente do Sol poderá ser indesejada na edificação com o aumento da temperatura nos ambientes, ou considerada insuficiente quando o objetivo é maximizar as horas de incidência solar para aquecimento térmico ou geração de energia elétrica (SCALCO; PEREIRA; RIGATTI, 2010).

Por isso, o conhecimento da geometria da insolação é imprescindível para que a luz natural seja tratada na arquitetura de

forma conjunta aos sistemas de iluminação artificial, desempenho térmico e geração solar fotovoltaica.

Ao privilegiar a iluminação natural e a diminuição nos ganhos térmicos, a arquitetura proporciona à edificação a atenuação de consumo de energia elétrica referente, principalmente, ao uso racional da iluminação artificial e dos condicionadores de ar. O aproveitamento da luz solar para geração de energia na própria edificação, através de sistema fotovoltaico, além de proporcionar economia no valor a ser pago pela energia elétrica convencional, contribui com a mitigação de impactos ambientais.

De acordo com Scalco, Pereira e Rigatti (2010), a visibilidade/obstrução e estudos de sombra são dois grupos utilizados para análise das parcelas incidentes de iluminação natural e insolação.

Obstruções urbanas excessivas reduzem a visão da abóboda celeste dificultando o acesso à iluminação natural; além disso, estas obstruções também podem sobrepor-se às trajetórias aparentes do Sol, que ocupam parte da abóboda celeste, prejudicando a insolação. (SCALCO, 2010, p.10).

Em centro urbano, as sombras das edificações podem reduzir severamente a insolação direta. Lau, Ng e He (2011) descrevem que estudos de acesso solar são relevantes para a saúde, conforto e rotina diária do usuário de uma edificação e, através de questionários aplicados com moradores de Hong Kong, os autores analisaram a preferência pelo acesso solar nessa cidade com centro urbano muito adensado. Os entrevistados responderam que o acesso solar é mais importante do que a visão para o exterior, e 72% dessas respostas válidas apontaram sua satisfação com a incidência solar nos apartamentos.

Em outro estudo, Ng (2005) analisou os gabaritos das construções também no centro de Hong Kong e descreve que, em cidades com uma malha urbana muito adensada, o ideal é que as edificações possuam diferenças de alturas para otimizar a admissão solar nos pavimentos inferiores.

Existem vários exemplos de pesquisas sobre a admissão solar em centros urbanos, mas apenas recentemente esse mesmo tema vem sendo analisado de forma a permitir a radiação solar como fonte geradora de energia na envoltória das edificações.

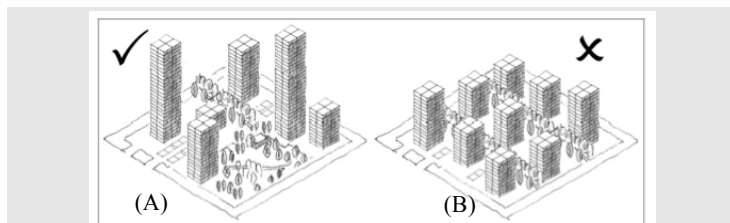
A inserção da tecnologia fotovoltaica nos edifícios causa impacto na arquitetura, mas a envoltória é o local mais adequado para a geração de energia solar fotovoltaica no contexto urbano. As coberturas possuem o maior potencial para geração dessa energia, porém as fachadas, mesmo em latitudes baixas como a de Florianópolis, tornam-se áreas disponíveis para integração vertical de sistema fotovoltaico. Ordenes et al. (2007), através de simulação computacional de um protótipo multifamiliar de quatro pavimentos para a cidade de Florianópolis, descrevem que a fachada com orientação Norte pode produzir até 60% da energia gerada na cobertura, e as fachadas orientadas para Leste e Oeste, até 56%. Nessas simulações não foram consideradas as obstruções.

Cheng et al. (2006) investigaram para a cidade de São Paulo a relação entre a forma da edificação, a densidade e o potencial solar fotovoltaico, de maneira a obterem respostas ao melhor planejamento solar para as cidades adensadas. Os autores descrevem a relação direta do potencial solar fotovoltaico na cobertura com o coeficiente de aproveitamento do terreno e do potencial solar fotovoltaico nas fachadas com a taxa de ocupação.

A disposição horizontal aleatória dos edifícios no contexto urbano adensado é a recomendação mais relevante para o planejamento solar das cidades, seguidos por edificações mais verticalizadas, com alturas diferentes e com uma menor taxa de ocupação do terreno (CHENG et al., 2006).

De acordo com Cheng et al. (2006), para o sistema fotovoltaico aplicado sobre a cobertura, os modelos de configuração urbana uniforme apresentam melhores desempenhos. Em relação às fachadas, os autores concluem que os edifícios com alturas diferentes (modelo vertical aleatório) possuem maior potencial fotovoltaico nessas superfícies (Figura 21A).

Figura 21 – Modelo vertical aleatório (A) e modelo vertical uniforme (B) apresentados por Cheng et al. (2006)



Fonte: Cheng et al. (2006).

Kanters e Horvat (2012) descrevem que a forma geométrica da edificação influencia o potencial fotovoltaico e, através de simulação computacional, identificam as configurações geométricas que possuem o melhor desempenho.

As configurações de quatro modelos distintos simulados por Kanters e Horvat (2012) apresentaram uma redução de 50% do potencial fotovoltaico entre o menor e o maior coeficiente de aproveitamento do terreno. Essa redução aumentou para 75% quando os modelos passaram a ser simulados com entorno edificado.

Hsieh et al. (2013), através de simulações computacionais para Taiwan (22,9°N), descrevem que, no verão, o número de horas acumuladas de insolação na cobertura é aproximadamente 7,2 horas a mais do que nas fachadas, e essa diferença, no inverno, reduz para apenas 3,5 horas. Os autores relatam que, na cobertura, a geração de energia elétrica por unidade de área é duas vezes maior no verão do que no inverno.

O trabalho de Hsieh et al. (2013) resume que, para Taiwan, a instalação de painéis fotovoltaicos deve ser priorizada nas superfícies das coberturas, seguida das fachadas orientadas para Sudeste, Sudoeste e Sul, quando localizado no hemisfério Norte.

Cronemberger, Caamaño-Martín e Sánchez (2012), com objetivo de prover ferramentas necessárias para aplicação de módulos fotovoltaicos em fachadas, analisaram para latitudes entre 0° e 30°, em 78 cidades brasileiras, o potencial de irradiação solar para diferentes ângulos de inclinação e orientação. Os autores descrevem que o aumento da latitude influencia no ganho de irradiação solar recebida nas superfícies das fachadas.

Na aplicação do sistema fotovoltaico, o sombreamento, mesmo que parcial, pode reduzir o aproveitamento da energia solar. Zomer (2014) elaborou um método para quantificar o sombreamento e analisar o quanto este pode intervir no desempenho de um sistema fotovoltaico integrado à edificação. A autora afirma que o conhecimento da área sombreada pode servir de base para a estimativa da geração energética de um sistema fotovoltaico de forma simples, rápida e exata.

O aproveitamento da disponibilidade solar pode ser otimizado também em áreas urbanas mais densas, desde que sejam analisadas as áreas úteis apropriadas para a geração fotovoltaica. A delimitação da melhor área para aplicação do sistema fotovoltaico está relacionada com a localização geográfica, tecnologia disponível, considerações econômicas e incentivos fiscais (ESCLAPÉS et al., 2014).

Estabelecer limites mínimos de irradiação solar para aplicação do sistema fotovoltaico é fundamental para definição das áreas das envoltórias que podem ser consideradas áreas úteis.

Gaviria (2013) apresentou uma faixa de Disponibilidade de Radiação Solar (DSR) cujo limite mínimo adotado para aproveitamento fotovoltaico em superfícies verticais é de 40% da radiação solar disponível na cidade de Florianópolis. Baseada na irradiação máxima de 1376,85 kWh/m<sup>2</sup>/ano, resultante das simulações dos modelos urbanos elaborados pela autora, a recomendação mínima estabelecida é de 550 kWh/m<sup>2</sup>/ano.

Compagnon (2004) identifica como o limite mínimo anual de irradiação solar de 800kWh/m<sup>2</sup> para as áreas úteis de fachada e 1000 kWh/m<sup>2</sup> para as áreas úteis de cobertura. O autor afirma que o potencial solar fotovoltaico nas coberturas continua sendo o menos afetado no contexto urbano.

Cheng et al. (2006) aplicaram também os limites de Compagnon (2004) e descrevem que os valores são baseados em limitações técnicas e considerações de ordem econômica.

O limite de 650 kWh/m<sup>2</sup>/ano é o apresentado no trabalho de Kanters e Horvat (2012), e estes justificam ser este o nível de irradiação solar que é possível, com uma célula fotovoltaica com eficiência de 15%, gerar aproximadamente 100 kWh/m<sup>2</sup>/ano.

Didoné (2014) define o nível mínimo de irradiação solar de acordo com a viabilidade econômica. Com base em valores de R\$ 7.000,00/kWp, a autora calcula, para um retorno financeiro em 15 anos, o limite mínimo de irradiação solar de 1.000 kWh/m<sup>2</sup>/ano. Com uma expectativa de redução do custo da instalação fotovoltaica para R\$ 4.200,00/kWp no ano de 2020, o nível mínimo de irradiação solar reduziria para 800 kWh/m<sup>2</sup>/ano.

Informações sobre o potencial fotovoltaico de algumas cidades americanas podem ser encontradas através de mapas *on-lines* que permitem identificar em uma edificação específica, informações diversas sobre a geração de energia solar. Jakubiec e Reinhart (2012) apresentaram um método para produzir mapa solar de um centro urbano com mais precisão da gemoteria dos telhados e informações sobre o nível de irradiação.

Jakubiec e Reinhart (2012) analisaram apenas as áreas de cobertura e descartaram qualquer superfície com inclinação maior do que 60 graus. Os autores determinam o limite das áreas úteis a partir da viabilidade econômica, programas de incentivos do governo americano e eficiência dos painéis. Dessa forma, os valores

encontrados acima de  $609 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$  (para um tempo de retorno de dez anos), correspondem às áreas de telhados consideradas úteis para instalação dos painéis fotovoltaicos. Esse limite é calculado para a cidade de Cambridge, estado de Massachussets. Os resultados dessa pesquisa foram aplicados no API (*Application Programming Interface*) do *Google Maps* que permite a personalização das informações e dos mapas urbanos (Figura 22).

Figura 22 – Maquete eletrônica, elaborada a partir do API Google Maps, do mapa solar do potencial fotovoltaico das coberturas na cidade de Cambridge, MA.



Fonte: JAKUBIEC; REINHART (2012, p. 636).

## 2.7 FERRAMENTAS DE SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL

Os programas de simulação podem ser usados como ferramentas que auxiliam durante toda a fase de projeto, e alguns são específicos para cálculo do sistema fotovoltaico. Elaborar uma análise por meio de simulações é fundamental, pois dessa forma é possível prever o funcionamento do sistema, calcular o valor a ser investido e também antecipar custos de possíveis manutenções (COSTA, 2012). A simulação permite ainda avaliar o desempenho de sistema mediante a comparação dos valores estimados previamente com os valores provenientes de uma medição real (ZOMER, 2014).

Existem diversas categorias de programa de simulação computacional de energia para ser usado de acordo com a



necessidade, entre eles, os destinados para monitoramento, análises, planejamento e avaliação econômica (LENARDIC, 2013).

Lenardic (2013) categoriza como programa de simulação de energia: INSEL e TRNSYS, este último muito utilizado para energia solar, assim como para outras fontes renováveis. O autor também apresenta cinco *softwares* indicados como ferramenta de análise econômica, entre eles o HOMER e RETScreen.

O Ecotect Analysis, categorizado por Lenardic (2013) como ferramenta para análise de edificação e do seu entorno, é um programa que possui interface de fácil aplicação, com base CAD, desenvolvido pela Autodesk.

De acordo com Autodesk (2010), o Ecotect Analysis oferece simulações que permitem visualizar e simular o desempenho de um edifício dentro do contexto em que está inserido. Essas simulações podem ser para análise energética, desempenho térmico, análise de consumo de água, radiação solar, iluminação natural e análise de sombras.

Zomer (2014) fez uso de simulação em sua tese utilizando o Ecotect Analysis para análise de sombreamento. Com auxílio dessa ferramenta, estabeleceu para uma mesma superfície, em diferentes bases temporais, o percentual de sombreamento e a diminuição da irradiação incidente.

O *EnergyPlus* é uma outra ferramenta de simulação de desempenho térmico e energético, desenvolvido pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos. É um programa de simulação muito usado por engenheiros, arquitetos e pesquisadores para otimização do uso de energia nas edificações (EERE, 2013).

Ordenes et al. (2007) utilizaram o EnergyPlus para simular a integração do sistema fotovoltaico à edificação e fazer um balanço da demanda de energia. Para as três cidades analisadas (Florianópolis, Brasília e Natal), os autores descrevem que o potencial de geração fotovoltaica é favorável, pois os resultados apontaram uma demanda de energia entre 6 a  $10 \text{ kWh/m}^2$ , enquanto a irradiação global horizontal representa uma faixa de 195 a  $268 \text{ kWh/m}^2$ .

O PVsyst, desenvolvido pela Universidade de Genebra em 1991, é uma ferramenta profissional para simulação de sistema fotovoltaico. De acordo com Lenardic (2013), é uma ferramenta para análise e planejamento, permitindo dimensionar, simular e analisar dados do sistema completo, podendo ser o sistema isolado ou conectado em rede, com uma vasta base de dados de componentes fotovoltaicos.

Costa (2012) categoriza o PVsyst como um programa de “simulação por passo de tempo”, pois faz uso de intervalos horários com base de dados meteorológicos com intuito de reproduzir os resultados mais próximos da realidade.

O escopo da pesquisa de Aste et al. (2013) foi o desenvolvimento de um modelo capaz de simular, com aplicações simplificadas, o comportamento do sistema fotovoltaico. Com base no desempenho da tecnologia e dados climáticos, os autores usam para simulação o PVSyst e apresentam como uma vantagem desse programa a geração de relatórios com informações completas e detalhadas de acordo com a exigência do projeto, porém descrevem como uma desvantagem a aplicabilidade exclusiva para simulação fotovoltaica, desconsiderando a integração de qualquer outro sistema.

Loulas et al. (2012) inseriram no PVsyst um conjunto de edifícios residenciais típicos da Grécia com objetivo de estimar o potencial fotovoltaico nas áreas de cobertura. Os autores estudaram o sombreamento nessas áreas de cobertura e descrevem que, se orientados para Sul (ideal para instalações localizadas no hemisfério norte), os módulos fotovoltaicos atingem a máxima eficiência quando inclinados com um ângulo de 30 graus, e na análise apenas para o verão, a máxima eficiência ocorre quando inclinado com ângulo de 15 graus.

As simulações no PVSyst fornecem a distância ideal entre as placas fotovoltaicas de acordo com o ângulo de inclinação, com a intenção de otimizar o aproveitamento da área e minimizar sombreamento entre as placas.

Avaliação econômica também pode ser fornecida pelo PVSyst. Loulas et al. (2012), com os dados do custo da tarifa local, do valor da instalação do sistema fotovoltaico e o percentual de redução da eficiência dos painéis (considerada pelos autores em 20% durante 25 anos), identificaram, através da simulação computacional, o prazo máximo de seis anos para o retorno financeiro do sistema fotovoltaico aplicado sobre o conjunto de edifícios residenciais analisados na Grécia.

O PVsyst também foi aplicado por Zomer (2014), de forma a comparar e validar os resultados da irradiação incidente resultantes da simulação com *software* Ecotect. A autora descreve que a construção de desenho tridimensional dentro desse programa não é simples, e talvez por isso muitos trabalhos são realizados com PVsyst aplicando a opção *no shading* e sem a inserção do entorno, ocultando as obstruções que causam o sombreamento no contexto urbano.

O *Rhinoceros* é um programa que permite desenhar e alterar geometria, orientação, tipologia e materiais, de forma que outros *plug-ins* possam trabalhar com esses modelos e obterem resultados de simulação, como mapas de irradiação solar e outros relacionados com a iluminação natural (MCNEEL, 2012).

Baseado na tecnologia NURBS - *Non Uniform Rational Basis Spline*, um tipo de modelo matemático aplicado em programas gráficos que precisem gerar curvas e superfícies (MCNEEL, 2012), o programa *Rhinoceros* exporta geometrias, propriedades dos materiais e as redes de sensores aplicados no modelo em formato do *Radiance* (LAGIOS; NIEMASZ; REINHART, 2010).

O DIVA, do inglês *Design Iterate Validate Adapt*, é um *plug-in* do *Rhinoceros*, desenvolvido inicialmente em 2008 na Escola de Pós-Graduação em Design da Universidade de Harvard e atualmente distribuído pela Solemma LLC (LAGIOS, 2013).

A validação de um algoritmo de simulação é realizada por meio de diversos estudos que comprovem a semelhança entre os resultados previstos dessas simulações e as medições físicas (REINHART; ANDERSEN, 2006). O DIVA utiliza-se da integração com o *Radiance*, validado por meio de vários estudos de Mardaljevic (REINHART; ANDERSEN, 2006; MARDALJEVIC; RYLATT, 2003) para cálculo complexo de iluminação natural. O *plug-in* calcula os caminhos de luz projetada a partir dos sensores (*nodes*) ou olhos dos espectadores para a fonte de luz, baseado no método *backward raytracer*, ou seja, o cálculo é feito “para trás”, diminuindo o tempo para realização dos cálculos nas simulações (REINHART, 2010).

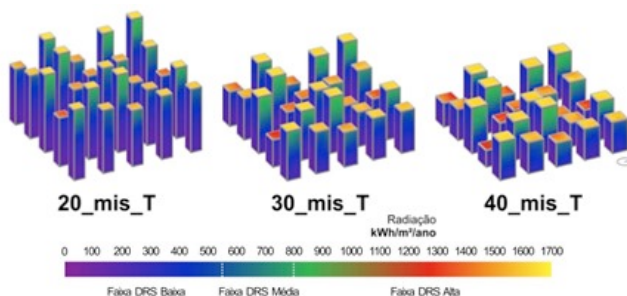
O mapeamento de irradiação no DIVA representa incidência solar acumulada em kWh/m<sup>2</sup>. Os *outputs* são tabelas que podem ser manipuladas no *Excel* e permitem extrair dados precisos, inclusive quantificar a irradiação por porção da envoltória.

Jakubiec e Reinhart (2011) apresentam em seu artigo a integração de *softwares* para trabalhar com o *plug in* DIVA, a partir da versão 2.0, para análise das simulações de iluminação natural e carga térmica. Os autores discutem a integração do DIVA com os *softwares* Daysim e EnergyPlus, pela comparação das estimativas de iluminância, análise de conforto visual e criação de *schedule*, e descrevem, como aspecto negativo do DIVA, a análise de a simulação considerar apenas uma única zona térmica.

Gaviria et al. (2013) simularam no *plug-in* Diva a irradiação solar de modelos variados nas fachadas de edificações com diferentes configurações urbanas. Os resultados da disponibilidade da irradiação

solar (Figura 23) serviram como dados para os cálculos da quantidade de energia elétrica a ser gerada em cada superfície.

Figura 23 - Imagens do *plug in* DIVA dos modelos mistos de Gaviria et al. (2013)



Fonte: Gaviria, Pereira e Mizgier (2013, p. 15).

As etapas de modelagem no *software Rhinoceros* e os parâmetros adotados para as simulações no *plug-in* DIVA estão detalhados no Capítulo 3, na descrição do Método.

## 2.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE A REVISÃO BLIOGRÁFICA

A revisão bibliográfica deste trabalho teve como enfoque três temáticas relacionadas com a geração de energia fotovoltaica: o panorama energético e as definições sobre a aplicação e tipologias de sistemas fotovoltaicos; a relação do potencial fotovoltaico com a arquitetura e o contexto urbano; as ferramentas de simulação computacional.

O aumento do consumo de energia elétrica e a impossibilidade da matriz energética brasileira em atender a essa demanda direciona a temática para um novo enfoque: geração distribuída de energia. Os pequenos geradores, incorporados às edificações no contexto urbano, passam a gerar energia junto ao local de consumo e com isso tendem a minimizar as perdas por distribuição do sistema.

A Resolução Normativa n.º 482 da ANEEL, que estabelece as regras para geração distribuída de pequeno porte, após aprovada em 2012, tornou-se um incentivo para estudos do potencial fotovoltaico em centros urbanos. Constatou-se que a energia fotovoltaica, ainda incipiente no Brasil, possui um grande potencial devido aos níveis de irradiação solar em todos os estados brasileiros. Contudo, o custo da instalação do sistema fotovoltaico é alto, e para um consumidor

residencial, quando comparado com os valores do kWh fornecidos pela concessionária de energia, torna-se menos atraente o investimento da geração de energia fotovoltaica junto à edificação.

A relação do sistema fotovoltaico com a arquitetura pode ser integrada (BIPV) ou aplicada (BAPV) à edificação. O BIPV utiliza o próprio conjunto fotovoltaico como elemento construtivo, substituindo algum componente da construção de um edifício. O BAPV, o mais empregado até o momento nas instalações no Brasil, pode ser aplicado sobre as áreas de coberturas, fachadas ou qualquer outro elemento construtivo. As primeiras edificações residenciais que instalaram o sistema fotovoltaico após a Resolução Normativa n.º 482 da ANEEL aplicaram as placas fotovoltaicas sobre os telhados, e o intuito foi suprir parcialmente a demanda de energia.

Os trabalhos sobre esse tema para o cenário brasileiro ainda são incipientes. Em sua grande maioria apresentam dados estimados de geração e produtividade, através de simulações computacionais com o sistema fotovoltaico isolado do contexto urbano, desconsiderando o entorno construído e, conseqüentemente, o sombreamento ocasionado pelas edificações.

Os estudos apresentados nessa revisão identificam que novas configurações urbanas precisam ser estabelecidas. Os edifícios precisam ser organizados em disposições horizontais aleatórias. As áreas com alta taxa de ocupação e edifícios com alturas uniformes possuem melhor desempenho para os sistemas fotovoltaicos aplicados nas áreas de coberturas. Independentemente da taxa de ocupação, edifícios organizados com alturas diferentes possuem melhor potencial fotovoltaico nas fachadas.

As coberturas devem ser os locais priorizados para a aplicação de painéis fotovoltaicos, pois o plano horizontal, quando não está obstruído, recebe níveis mais altos de irradiação solar. As fachadas devem ser consideradas como superfícies disponíveis para geração de energia, mas é necessário avaliá-las, limitando as áreas úteis que recebem níveis mínimos de irradiação solar e que disponibilizam uma instalação fotovoltaica viável financeiramente.

Os programas computacionais disponíveis para análise da irradiação solar são ferramentas relevantes na previsão do potencial fotovoltaico das envoltórias das edificações. Na parte final desse capítulo foram verificados alguns exemplos. O DIVA apresentou-se como um programa de simulação que possui formas simplificadas de manipulação dos modelos, com resultados numéricos e gráficos que atendem ao objetivo deste trabalho.

### 3 MÉTODO

A aplicação de *software* para simulação dos níveis de irradiação solar nas envoltórias de quatro edificações residenciais e a estimativa de geração de energia elétrica através de painéis fotovoltaicos aplicados nessas superfícies fazem parte desta pesquisa de caráter exploratório.

A realização do método iniciou com a identificação das tipologias residenciais para os estudos de caso e, na sequência, a análise da disponibilidade solar incidente nas envoltórias das edificações. Após essas etapas, o método foi replicado para o edifício com a instalação do “Sistema de 2kWp” (referenciado na Revisão Bibliográfica), localizado no prédio da Engenharia Mecânica da UFSC, em Florianópolis. O objetivo foi comparar os valores da simulação com os dados reais medidos ao longo dos quinze anos de instalação. As próximas etapas deste trabalho, relacionadas com os estudos de caso, consistiram na quantificação do potencial de geração de energia e delimitação das áreas úteis nas envoltórias a partir do limite mínimo estabelecido de irradiação solar.

#### 3.1 IDENTIFICAÇÃO DAS TIPOLOGIAS RESIDENCIAIS PARA ESTUDOS DE CASO

A avaliação dos níveis de irradiação solar na envoltória (cobertura e fachadas) de quatro modelos reais construídos e que estejam inseridos em um contexto urbano é um dos objetivos deste trabalho. As tipologias definidas para análise são: a residencial unifamiliar e a multifamiliar verticalizada. De forma geral, são os dois tipos mais frequentes que definem o padrão de moradia no Brasil, comumente conhecidos como casa e apartamento.

O Censo Demográfico 2010 define a “casa” como um domicílio único com acesso direto para o logradouro, com um ou mais pavimentos; o “apartamento” é definido como uma unidade habitacional localizada em um edifício com mais de dois domicílios servidos por espaços comuns, como *hall* de entrada, escadas e elevadores (IBGE, 2011).

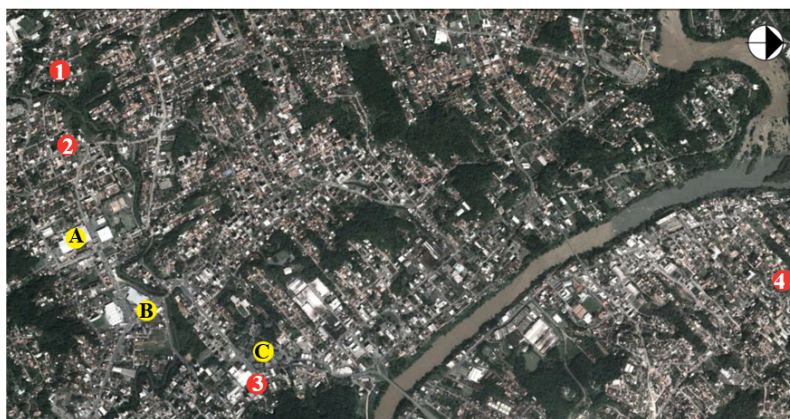
Os edifícios residenciais multifamiliares selecionados para esta pesquisa possuem três, oito e treze pavimentos tipo de apartamentos, que foram nomeados de EM\_RI, EM\_VC e EM\_VS, respectivamente. As letras “EM” dessas siglas correspondem à Edificação Multifamiliar,

e as outras duas letras representam as iniciais dos nomes dos edifícios: “RI” para Residencial Itapoá, “VC” para Villa Carrara e “VS” para Villa Serena.

Para a edificação unifamiliar, foi selecionada apenas uma única residência que recebeu a identificação de CASA.

Os quatro objetos de estudo estão localizados no cenário urbano da cidade de Blumenau, localizada no estado de Santa Catarina, Região Sul do Brasil, com latitude de 26,9°S e longitude de 49,1°W. A Figura 24 apresenta a localização das edificações no mapa da cidade de Blumenau.

Figura 24 – Localização das edificações no mapa da cidade de Blumenau/SC



Legenda: (1) EM\_RI, (2) EM\_VC, (3) EM\_VS, (4) CASA, (A) Parque Vila Germânica, (B) Terminal PROEB e (C) FURB

Fonte: Adaptado do Google Earth (2013).

A diferença de gabarito existente entre as edificações escolhidas para os estudos de caso contribuiu também para a análise da interferência da verticalização na geração de energia elétrica, por meio do sistema fotovoltaico. As fachadas dessas edificações possuem orientações diferentes conforme a localização no cenário urbano, e suas especificações estão detalhadas na próxima seção (Seção 3.1.1) deste trabalho.

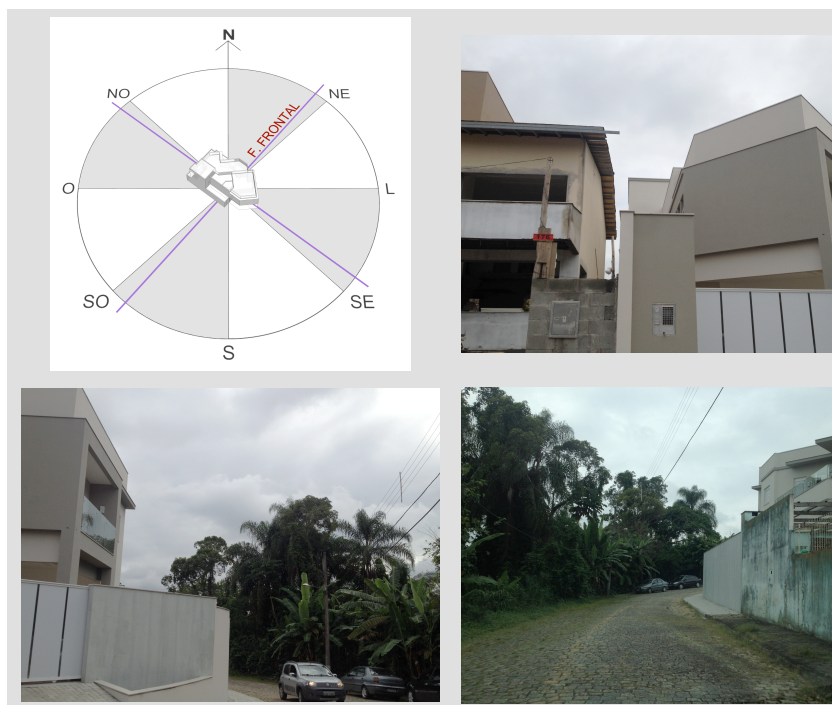
Os planos horizontais, analisados nesses estudos de caso, correspondem às áreas que compõem a cobertura das edificações (laje), e os planos verticais correspondem às superfícies de vedação (alvenaria) das fachadas. Na descrição dos empreendimentos, serão

apresentadas as áreas que foram computadas como áreas opacas para as simulações de irradiação solar em cada edificação.

### 3.1.1 Descrição dos empreendimentos

A edificação unifamiliar CASA, localizada no bairro da Itoupava Norte, está inserida em um terreno de esquina. A edificação possui dois andares com área de 303,54 m<sup>2</sup>. A cobertura possui platibanda, e, para a inserção dos pontos de análise, foi desconsiderada qualquer estrutura de telhado. O ângulo azimutal da fachada frontal é de 43,90 graus posicionados entre N e NE, conforme apresentado na Figura 25.

Figura 25 - Orientação da fachada frontal e fotografias (17/04/14) do estudo de caso: CASA

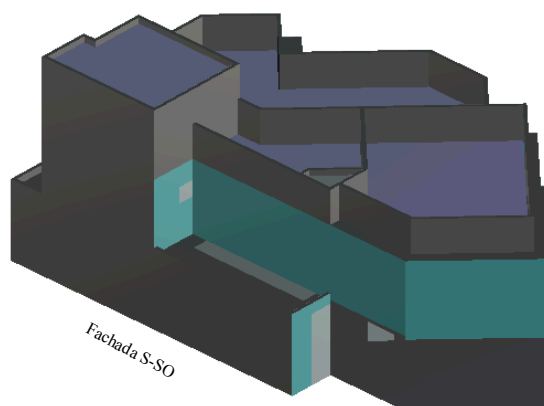


Fonte: Elaborada pela autora.



Nesse estudo de caso, as paredes que estão construídas no limite do terreno não foram consideradas como áreas válidas para as simulações. As platibandas também foram desconsideradas das áreas de fachadas, assim como o fechamento vertical da torre da caixa d'água. No plano horizontal, foram consideradas as lajes superiores que fazem o fechamento da residência e também a laje da caixa d'água (Figura 26).

Figura 26 - Áreas opacas, do estudo de caso CASA, consideradas para simulação de irradiação solar no plano vertical e horizontal, no *software Diva* for Rhino



Legenda:

■ Áreas opacas no plano vertical    ■ Áreas opacas no plano horizontal

Fonte: Elaborada pela autora.

A menor edificação multifamiliar vertical é o EM\_RI, localizada no bairro da Velha. Possui a fachada frontal com um ângulo azimutal de 245,6 graus, posicionado entre as orientações SO e O (Figura 27). O edifício contempla um total de seis unidades habitacionais: cinco apartamentos com três dormitórios e um apartamento duplex com três dormitórios e terraço. A área construída de cada pavimento analisado corresponde aproximadamente a 216,00 m<sup>2</sup>.

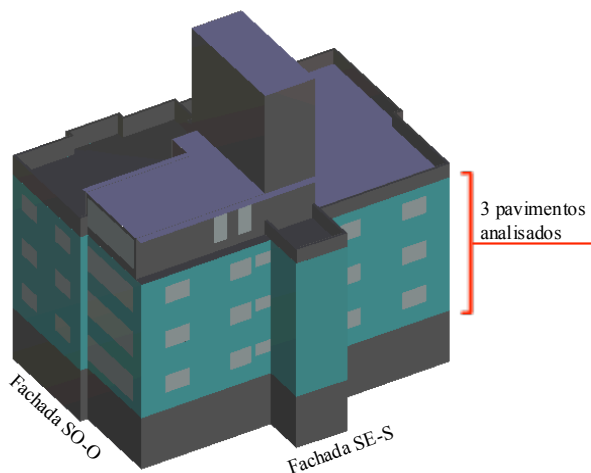
Figura 27 - Orientação da fachada frontal e fotografias (16/01/2014) do estudo de caso: EM\_RI



Fonte: Fotografias de Alessandher Piva (16/01/2014). Figura elaborada pela autora.

Para este trabalho, foram consideradas as áreas das fachadas correspondentes do segundo ao quarto pavimento. No último pavimento, que contempla o terraço e área de lazer do apartamento duplex, os planos verticais foram excluídos da simulação. A laje superior da cobertura do edifício e a da caixa d'água foram analisadas como plano horizontal (Figura 28).

Figura 28 - Áreas opacas do estudo de caso EM\_RI, consideradas para simulação de irradiação solar no plano vertical e horizontal, no *software Diva* for Rhino



Legenda:

■ Áreas opacas no plano vertical    ■ Áreas opacas no plano horizontal

Fonte: Elaborada pela autora.

No mesmo bairro, a edificação EM\_VC possui a fachada frontal com um ângulo azimutal de 66,60 graus, posicionada entre NE e L (Figura 29). O edifício contempla um total de trinta e cinco unidades habitacionais: vinte e quatro apartamentos com três dormitórios; nove apartamentos com dois dormitórios e dois apartamentos diferenciados com piscina, no último pavimento. A área construída de cada pavimento analisado corresponde aproximadamente a 415 m<sup>2</sup>.

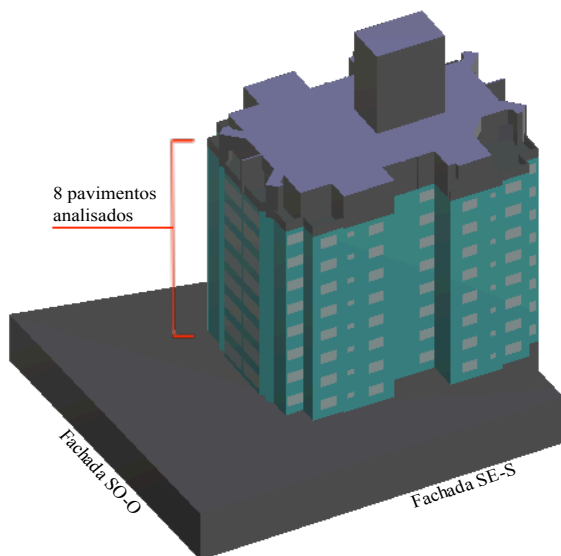
Figura 29 - Orientação da fachada frontal e fotografias (16/01/2014) do estudo de caso: EM\_VC



Fonte: Fotografias de Alessandher Piva (16/01/2014). Figura elaborada pela autora.

Para este trabalho, foram consideradas as áreas das fachadas correspondentes do terceiro ao décimo pavimento. O décimo primeiro andar, que inclui os apartamentos diferenciados, foi excluído pela irregularidade dos planos verticais quando comparado com os demais andares de apartamento tipo, porém a laje superior deste último pavimento, que representa a cobertura (plano horizontal) da edificação, foi analisada. Os dois primeiros pavimentos que correspondem à garagem, acessos, área de lazer e demais áreas de uso comum foram desconsiderados para a simulação (Figura 30).

Figura 30 - Áreas opacas do estudo de caso EM\_VC, consideradas para simulação de irradiação solar no plano vertical e horizontal, no *software Diva for Rhino*



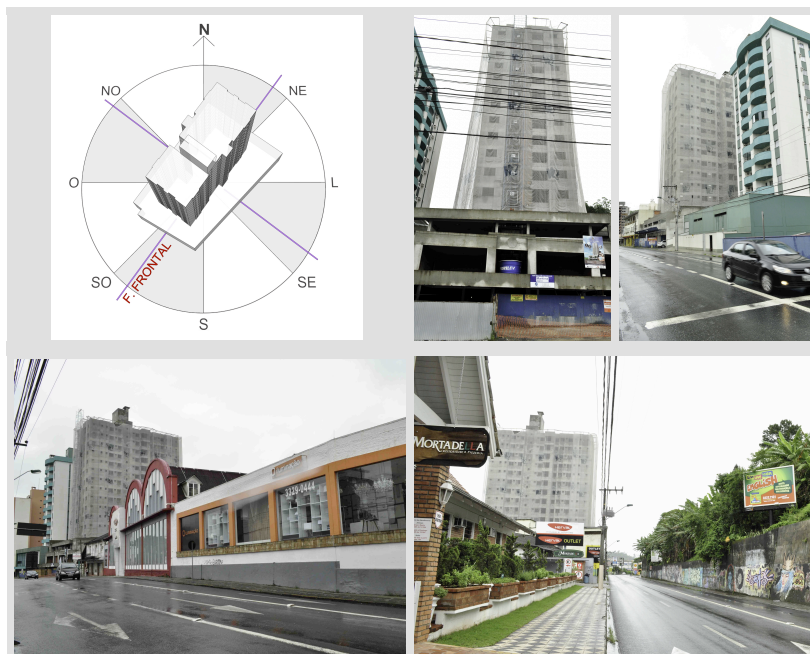
Legenda:

■ Áreas opacas no plano vertical    ■ Áreas opacas no plano horizontal

Fonte: Elaborada pela autora.

O edifício com mais pavimentos é o EM\_VS, localizado no bairro Victor Konder. A fachada frontal dessa edificação possui um ângulo azimutal de 216,6 graus, e está posicionada entre as orientações S e SO, conforme ilustrado na Figura 31. A área construída de cada pavimento analisado corresponde aproximadamente a 405 m<sup>2</sup>.

Figura 31- Orientação da fachada frontal e fotografias (16/01/2014) do estudo de caso: EM\_VS



Fonte: Fotografia de Alessandher Piva (16/01/2014). Figura elaborada pela autora.

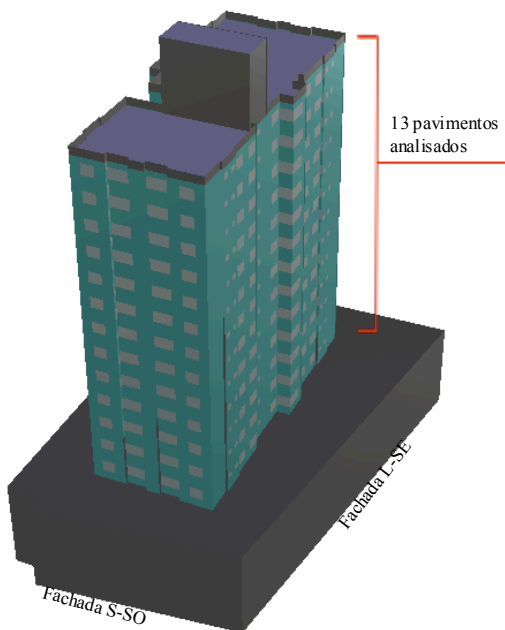
O empreendimento contempla um total de 76 unidades habitacionais: são 50 apartamentos com dois dormitórios e 26 apartamentos com um dormitório. Foram consideradas as áreas das fachadas correspondentes do 4.º ao 16.º pavimento e a área da laje superior deste último pavimento, correspondente à cobertura (plano horizontal). Os três primeiros pavimentos que correspondem às áreas de garagem, acessos, áreas com salas comerciais e demais áreas de uso comum foram desconsiderados para simulação (Figura 32).

Os Quadros 1 e 2 apresentam de forma resumida as características e as áreas disponíveis correspondentes à cobertura, as fachadas e as aberturas das quatro edificações.

A seleção inicial das edificações para os estudos de caso foi feita a partir de projetos arquitetônicos com plantas digitalizadas e de fácil acesso pela autora deste trabalho. Os edifícios foram escolhidos por terem características residenciais, estarem construídos ou quase em fase de finalização, e por possuírem gabaritos diferentes. As fichas

técnicas, contendo informações autorais de projeto e construção dessas edificações, encontram-se no Apêndice.

Figura 32 - Áreas opacas do estudo de caso EM\_VS, consideradas para simulação de irradiação solar no plano vertical e horizontal, no *software Diva for Rhino*



Legenda:

■ Áreas opacas no plano vertical    ■ Áreas opacas no plano horizontal

Fonte: Elaborada pela autora.

Quadro 1- Dados dos empreendimentos: CASA e EM\_RI

Descrição/Nomenclatura	CASA		EM_RI	
Resumo dos pavimentos:	Térreo (garagem, área social)		Térreo (garagem, área uso comum)	
	Pavimento Superior (área íntima)		<b>2º ao 4º pavimento tipo</b> <b>(3 pavimentos analisados)</b>	
			<b>5º pavimento - diferente</b>	
Resumo dos apartamentos:	Unifamiliar com 5 dormitórios (A=303,54 m²/cada)		2 UHs com 3 dormitórios (A=94,60 m²/cada)	
	(%)	Área (m²)	(%)	Área (m²)
Área total pavimento tipo		303,54		216,90
Área de fachada		347,54		172,05
Área opaca	61,10	212,36	83,11	142,99
Área de abertura	38,90	135,18	16,89	29,06
Área de cobertura		128,74		151,75

Fonte: Elaborado pela autora.

Quadro 2 - Dados dos empreendimentos: EM\_VC e EM\_VS

Descrição/Nomenclatura	EM_VC		EM_VS	
Resumo dos pavimentos:	Térreo e 2º pavimento (garagem, área uso comum)		Térreo, 2º e 3º pavimento (garagem, área uso comum)	
	<b>3º ao 10º pavimento tipo</b> <b>(8 pavimentos analisados)</b>		<b>4º ao 16º pavimento tipo</b> <b>(13 pavimentos analisados)</b>	
	<b>11º pavimento - diferente</b>			
Resumo dos apartamentos:	3 UHs com 3 dormitórios (A=97,26 m²/cada)		4 UHs com 2 dormitórios (A=66,35m²/cada)	
	1 UH com 2 dormitórios (A=76,20m²/cada)		2 UHs com 1 dormitório (A=44,45m²/cada)	
	(%)	Área (m²)	(%)	Área (m²)
Área total pavimento tipo		415,00		405,00
Área de fachada		284,90		608,16
Área opaca	82,30	234,47	83,25	506,28
Área de abertura	17,70	50,43	16,75	101,88
Área de cobertura		340,96		524,81

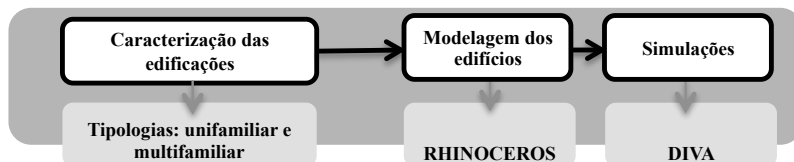
Fonte: Elaborado pela autora.



### 3.2 DETERMINAÇÃO DA DISPONIBILIDADE SOLAR

Para o procedimento da determinação da disponibilidade solar, definiram-se as seguintes etapas descritas na Figura 33.

Figura 33 - Organização das etapas necessárias para determinação da disponibilidade solar

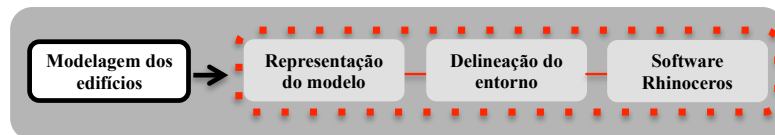


Fonte: Elaborada pela autora.

#### 3.2.1 Modelagem dos edifícios

A modelagem dos edifícios envolveu as seguintes etapas (Figura 34):

Figura 34 - Procedimento de modelagem dos edifícios



Fonte: Elaborada pela autora.

A Prefeitura Municipal de Blumenau possui Carta Digital Planialtimétrica (PMB, 2003) de toda a cidade. Esses arquivos foram adquiridos na plataforma CAD e serviram como base para identificação das curvas de nível, dos traçados das vias, divisões dos lotes e das edificações construídas até a data desse levantamento. Para atualização desses arquivos, que foram elaborados em 2003, foram utilizadas as imagens do *Google Earth* (2013), estas datadas em setembro de 2013. A sobreposição das imagens no CAD permitiu que os novos imóveis e traçados de vias fossem identificados, e com isso foi possível delinear em planta baixa toda a área do entorno, que corresponde aproximadamente a um raio de 200 metros dos objetos de estudo.

O *Google Earth* ainda possibilitou a identificação estimada das alturas das edificações complementadas por uma pesquisa de campo e levantamento fotográfico. O detalhamento arquitetônico dos estudos

de caso serviu de base para estimar a altura das demais edificações.

O trabalho de modelagem foi iniciado no *software SketchUp*, que permitiu importar toda a área delimitada com a extensão “dwg”. Nesse *software*, todo o terreno e edificações receberam a modelagem das alturas. O modelo tridimensional de cada estudo de caso foi geolocalizado dentro desse *software* e posicionado de acordo com o Norte verdadeiro.

Posteriormente, toda as edificações estudadas e a área de abrangência foram importadas para programa *Rhinoceros* v5.0.

Os estudos de caso foram modelados delimitando-se as áreas opacas e áreas com aberturas. As áreas opacas dos andares analisados foram definidas neste trabalho como sendo as áreas das paredes, lajes e coberturas. Os vãos das janelas, considerados como áreas de abertura, foram desenhados nos modelos, de forma a ilustrar o percentual de abertura em relação às áreas opacas disponíveis para aplicação do sistema fotovoltaico. As áreas de sacada também foram simuladas como áreas de abertura. A sua representação corresponde a um fechamento global de vidro, que foi delimitado na projeção externa da sacada em cada edificação.

De forma a padronizar a avaliação das edificações multifamiliares, foi considerada, como áreas verticais para avaliação da irradiação solar, toda a parte da envoltória que corresponde aos pavimentos tipo da edificação. Nesses edifícios, os andares com os apartamentos diferentes dos apartamentos tipo, com geometrias distintas dos demais andares, e a área relacionada à base das torres correspondente à garagem e áreas de uso comum não foram computados para a simulação.

As áreas verticais avaliadas da edificação residencial unifamiliar correspondem às áreas opacas dos dois andares, excluindo as paredes executadas no limite do terreno.

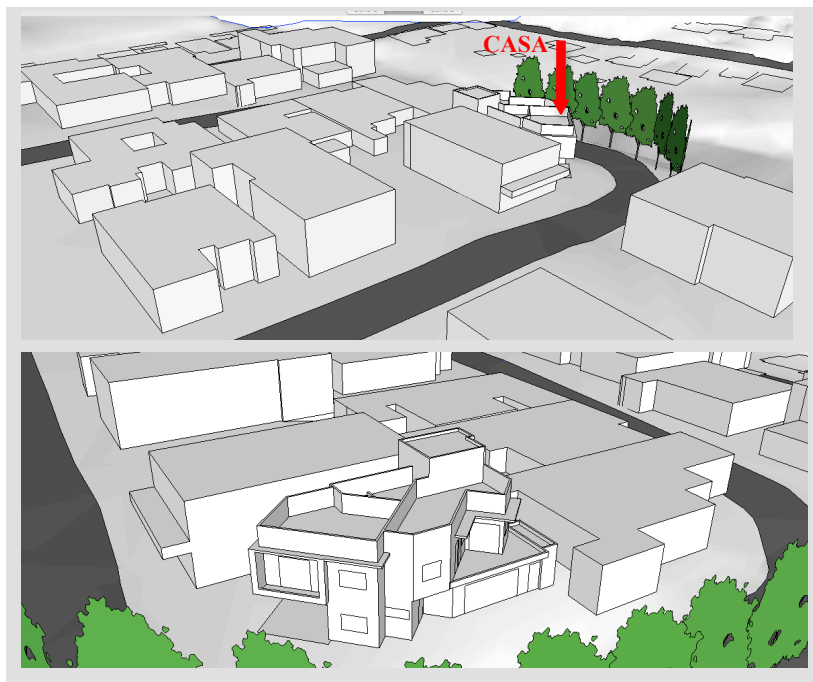
As coberturas dos prédios e da residência foram inseridas no modelo como laje impermeabilizada, desconsiderando, dessa forma, qualquer especificação de telhado. Essa alteração não interfere na estética dos estudos de caso, pois todas as edificações foram construídas com platibandas e sem telhados aparentes. Essas áreas correspondem à porção horizontal da envoltória e foram delimitadas pela projeção interna das platibandas.

Os volumes de caixa d'água foram considerados no modelo para o cálculo do sombreamento e optou-se por não incluir as paredes desses volumes na simulação como áreas verticais. Apenas as lajes superiores de fechamento das caixas d'água foram computadas como

áreas viáveis para instalação dos painéis fotovoltaicos e fazem parte dos cálculos relacionados com áreas nos planos horizontais.

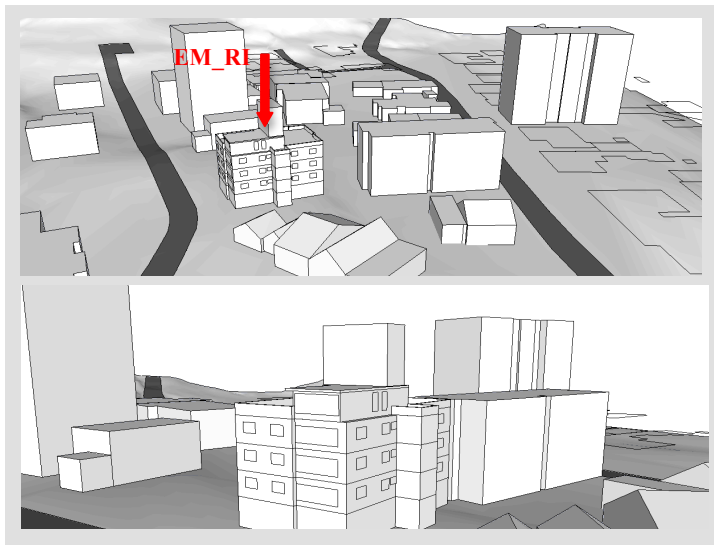
Os empreendimentos do entorno foram inseridos em blocos tridimensionais, obedecendo às formas e às dimensões, porém foram desenhados como sólidos, sem inclusões de aberturas, brises ou outros detalhes arquitetônicos. Esses edifícios fizeram parte da análise apenas como obstrução solar aos estudos de caso analisados. Os modelos tridimensionais de cada empreendimento estão ilustrados nas Figuras 35, 36, 37 e 38.

Figura 35 - Modelo tridimensional elaborado no SketchUp referente à CASA



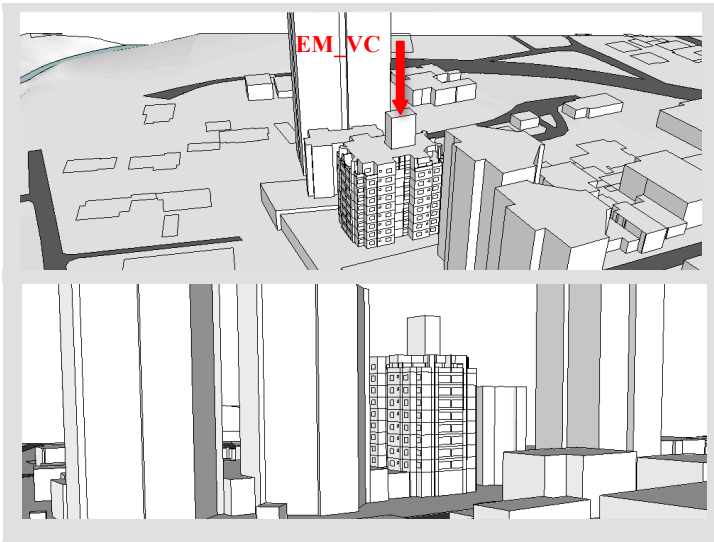
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 36 - Modelo tridimensional elaborado no SketchUp referente à EM\_RI



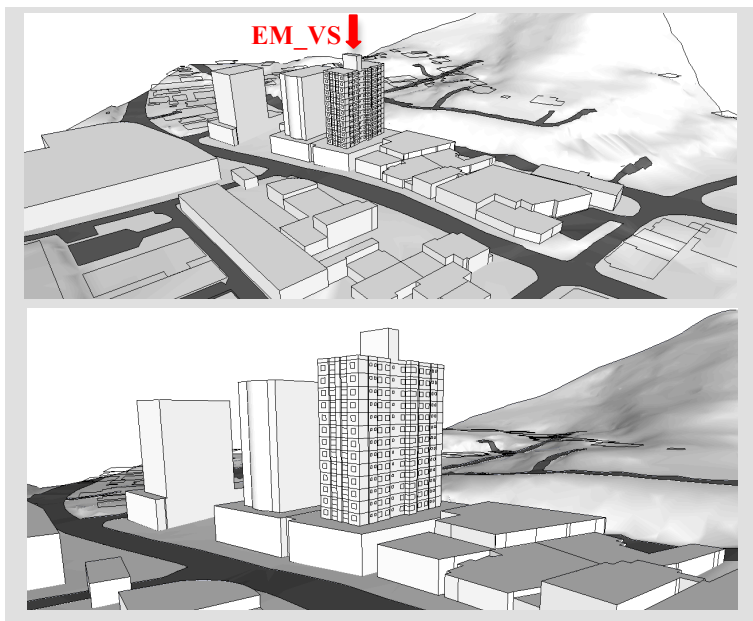
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 37-Modelo tridimensional elaborado no SketchUp referente à EM\_VC



Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 38 - Modelo tridimensional elaborado no SketchUp referente à EM\_VS



Fonte: Elaborada pela autora.

### 3.2.2 Simulações computacionais com *DIVA for Rhino*

As simulações foram realizadas para cada estudo de caso com base nos modelos criados no *software Rhinoceros*. A análise dos estudos de caso fundamentou-se no método de simulação computacional; utilizou-se o *plug-in* denominado *DIVA for Rhino*, que permitiu avaliações por meio de uma malha de pontos aplicada sobre as áreas opacas das edificações, de mapas de irradiação com o edifício inserido no contexto urbano.

#### 3.2.2.1 Configuração do *DIVA for Rhino*

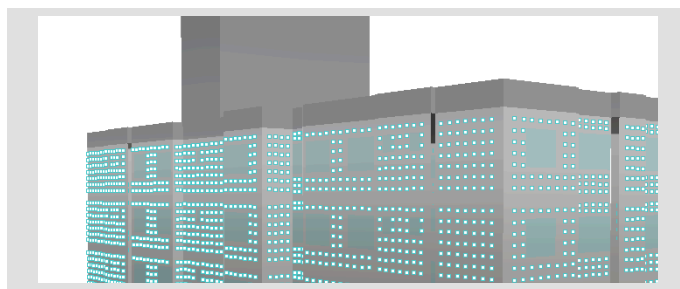
Alguns passos para configuração do *plug-in* Diva são necessários antes da simulação. Essas configurações são elucidadas na sequência deste trabalho.

O primeiro comando aplicado foi o *location*, de forma a inserir o arquivo climático. O DIVA aceita arquivo climático com a extensão

EPW (*Energy Plus Weather Files*). As simulações foram feitas a partir dos arquivos climáticos com a extensão EPW (Energy Plus Weather) com a base de dados SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment) (DOE, 2013). Foi adotado o arquivo da cidade de Florianópolis, localizada a 27,6°S e 48,5°W, pois o SWERA não possui arquivo climático para a cidade de Blumenau (PEREIRA et al., 2006).

A etapa seguinte foi a inserção da malha de pontos de análises, denominados no DIVA de *nodes*. A leitura da irradiação solar acontece nos sensores que foram aplicados com 50 cm de distância entre eles e afastados 10 cm das superfícies opacas das edificações. Essa medida foi definida considerando que, numa instalação real, as placas fotovoltaicas também se distanciariam para a fixação na alvenaria (Figura 39).

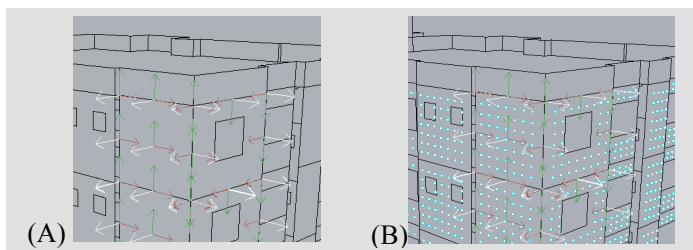
Figura 39 - Criação das malhas de pontos sobre as superfícies verticais



Fonte: Elaborada pela autora.

Antes de proceder à simulação, é imprescindível verificar no comando “Dir” se todas as superfícies estão voltadas para o exterior, para o cálculo correto da irradiação nas superfícies (Figura 40).

Figura 40 - Comando “Dir” aplicado para conferência da orientação das superfícies



Fonte: Elaborada pela autora.

A próxima etapa foi configurar a aplicação dos materiais em todas as superfícies. A área em estudo foi tratada no *Rhino* com *layers* específicos, e isso permitiu que os materiais fossem aplicados separadamente. Caso não se aplique o material em alguma geometria do desenho, esta ficará excluída da análise. De forma geral, foram aplicados apenas três diferentes materiais existentes no *default* do programa, conforme Quadro 3.

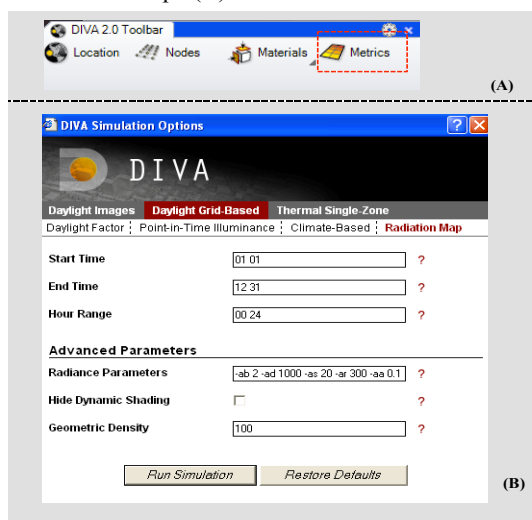
Quadro 3 - Especificações dos materiais aplicados no DIVA

ESPECIFICAÇÕES	MATERIAIS	REFLETÂNCIA
Envoltória dos estudos de caso	Outside Facade_35	35%
Edifícios do entorno	Outside Facade_35	35%
Terrenos, vias e vegetações	Outside Ground_20	20%

Fonte: Elaborado pela autora.

Adotou-se o parâmetro de simulação *Daylight Grid-Based* como o tipo de simulação e *Radiation Map* como o tipo de *output*, para obter os dados de saída. Essas especificações foram feitas no comando *Metrics*, conforme indicação na Figura 41.

Figura 41 - Barra de ferramenta do *Diva for Rhino*. Aplicação da seguinte sequência: passo 1: seleção “Metric” (A); passo 2: “Daylight Grid-Based” (B); passo 3: “Radiation Map” (B)



Fonte: Adaptado de Lagios (2013).

O conjunto de parâmetros do *Radiance*, no DIVA, pode ser editado na seção *Advanced Parameters* (Parâmetros Avançados). Nas configurações para simulação podem ser ajustados os seguintes parâmetros do *radiance*: “-ab” *ambient bounces* (número de reflexões); “-ad” *ambient division* (subdivisão das superfícies); “-as” *ambient sampling* (amostragem do ambiente); “-ar” *ambient resolution* (resolução); “-aa” *ambient accuracy* (precisão).

De acordo com Reihnart (2010), o parâmetro mais intuitivo é o “-ab”, pois esse parâmetro instrui ao *Radiance* o número de reflexões internas que serão calculadas antes de um raio ser descartado.

O parâmetro “-ad” informa o número de raios que serão enviados a partir de cada ponto do sensor (nodes) na superfície durante a simulação. O “-as” indica quantos raios extras, além dos informados no “-ad”, serão enviados para áreas com variação de luminância.

A Tabela 2 apresenta a listagem dos parâmetros do *Radiance* de acordo com a necessidade da precisão da simulação. Jacobs (2012) retirou os valores do tutorial do *Radiance* e inseriu a coluna “muito preciso” “*very accur*” (original em inglês “*very accur*”) para cenas mais complexas de iluminação natural. Jacobs (2012) ainda sugere que se evite o uso da última coluna “max” nas configurações de “-aa” e “-ar”, devido ao tempo que será muito maior para a simulação.

Tabela 2 - Parâmetros do *Radiance* acrescidos à coluna “muito preciso” (original em inglês “*very accur*”) por Jacobs (2012), com a intenção de fornecer valores para uma simulação mais precisa

Parâmetros	Min	Rápido	Preciso	Muito preciso	Max
<b>-ab</b>	0	0	2	5	8
<b>-ad</b>	0	32	512	2048	4096
<b>-as</b>	0	32	256	512	1024
<b>-aa</b>	0,50	0,2	0,15	0,08	0
<b>-ar</b>	8	32	128	512	0

Fonte: Adaptado de Jacobs (2012, p. 32).

Os parâmetros podem ser configurados de acordo com a complexidade da fachada do modelo a ser simulado (REIHNART, 2010). Na Tabela 3, os valores sugeridos são para as fachadas mais simples. E na Tabela 4, os modelos sugeridos são para as fachadas que possuem brises ou outras complexidades.



Tabela 3 - Parâmetros sugeridos para produzir resultados confiáveis para as fachadas mais simples e com menor tempo de duração da simulação

	-ab	-ad	-as	-aa	-ar
Reihnart (2010)	5	1000	20	0.1	300

Fonte: Elaborada pela autora.

Tabela 4 - Parâmetros sugeridos para produzir resultados confiáveis para as fachadas mais complexas e com tempo maior de duração da simulação

	-ab	-ad	-as	-aa	-ar
Reihnart (2010)	7	1500	100	0.1	300

Fonte: Adaptado de Reihnart (2010, p. 27).

Os parâmetros do *radiance* pré-definidos no DIVA estão descritos na Tabela 5. Comparando esses valores com os fornecidos na Tabela 1, percebe-se que os parâmetros padrões adotados no DIVA como “-aa”, “-ar” e “-ad” seguem valores entre as colunas “Preciso” e “Muito Preciso”, com exceção do “-ab”, que possui o valor igual, e do “-as”, que está menor do que os valores da coluna especificada como simulação rápida.

Tabela 5 - Valores padrões do *software DIVA for Rhino*

	-ab	-ad	-as	-aa	-ar
Padrão DIVA	2	1000	20	0.1	300

Fonte: Adaptado de Lagios (2013).

Lagios (2013) recomenda que os valores padrões (*default*) não sejam ajustados manualmente. Dessa forma, adotaram-se como valores dos parâmetros do *radiance* os mesmos valores padrões do programa *DIVA for Rhino*.

O mapeamento de irradiação solar no DIVA representa incidência solar acumulada em kWh/m<sup>2</sup> no período estabelecido. O intuito da simulação com essa ferramenta foi identificar quais porções das áreas opacas nos edifícios estudados possuem maior e menor exposição à radiação solar.

As simulações foram realizadas com objeto do estudo de caso inserido em dois cenários, ambos com a geolocalização real da edificação. O primeiro cenário é o estudo de caso isolado. Foram desconsiderados todos os edifícios existentes, mantendo-se as vias e a topografia dos demais terrenos. O segundo cenário foi o objeto de estudo inserido no centro urbano com todas as obstruções existentes.

O período de análise das simulações foi de 365 dias, e foram extraídos os valores (*outputs*) da média anual e sazonal. As estações do ano, caracterizadas a partir do movimento de translação, no qual “a Terra percorre sua trajetória elíptica em um plano inclinado de 23°27’ em relação ao plano do equador” (LAMBERTS; DUTRA; PEREIRA, 2014, p. 72), foram definidas para as simulações no *Diva for Rhino* como datas iniciais das estações; o solstício, para verão e inverno, e o equinócio, para outono e primavera.

Para os dois cenários citados, foram identificados separadamente: Verão (21/12–20/03), Outono (21/03–20/06), Inverno (21/06–20/09) e Primavera (21/09–20/12), para cada uma das quatro fachadas (plano vertical) e para cobertura (plano horizontal).

Também analisou-se a diferença de ganho de irradiação por gabarito das edificações. Os resultados foram isolados por pavimento, e, dessa forma, foi possível quantificar a irradiação diária recebida nas malhas de pontos na fachada de cada andar.

### 3.3 COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS COM O “SISTEMA DE 2kWp”

O Sistema de 2 kWp, localizado no prédio da Engenharia Mecânica da UFSC, em Florianópolis, foi também simulado no *Diva for Rhino*. A instalação foi escolhida para um trabalho paralelo aos estudos de caso, pois possui dados reais de irradiação solar, medidos para a cidade de Florianópolis, ao longo de 15 anos. De acordo com Nascimento (2013), a fachada que recebeu os módulos está orientada para o Norte verdadeiro e inclinada em 27 graus, igual à latitude de Florianópolis.

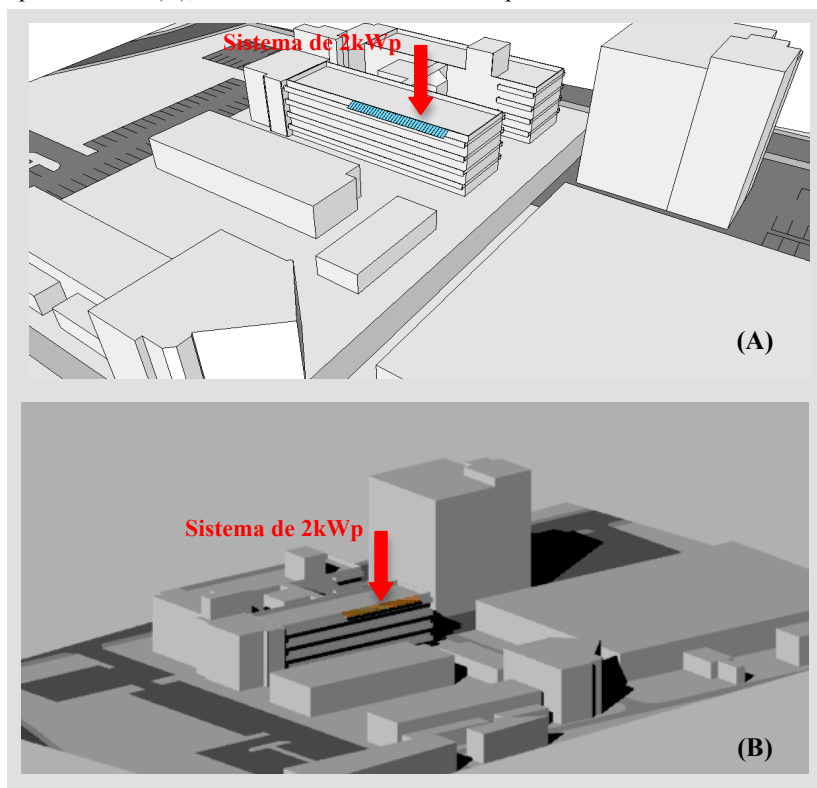
Essa instalação com 54 módulos opacos e 14 módulos semitransparentes de silício amorfo foi o primeiro sistema instalado no Brasil, em operação desde 1997, que foi integrado à edificação e conectado à rede (RUTHER, 2004; NASCIMENTO, 2013). Durante mais de quinze anos de operação ininterrupta, o Sistema 2 kWp é detentor da maior fonte de dados medidos, no Brasil, para sistemas integrados à edificação (NASCIMENTO, 2013).

Da mesma forma dos estudos de caso, a edificação e o entorno foram desenhados no *Sketchup* (Figura 42-A) e depois importados para o *Rhino* (Figura 42-B). Foram realizados todos os passos descritos nas seções 3.1.2 e 3.1.3.

Os valores resultantes da simulação do *Diva for Rhino* foram comparados com os valores medidos no local da instalação, nos anos

de 2010, 2011 (SANTOS, 2013) e 2012 (NASCIMENTO, 2013). As médias históricas mensais das medições entre 1997 e 2012 foram comparadas com a expectativa da irradiação solar fornecida pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar por Nascimento (2013) e, neste trabalho, comparados paralelamente com as médias mensais das simulações no Diva.

Figura 42 - Modelo tridimensional elaborado no SketchUp (A) importado para o *Rhino* (B), referente ao “Sistema de 2kWp”



Fonte: Elaborada pela autora.

### 3.4 QUANTIFICAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A quantificação da irradiação solar nos planos horizontais e verticais de forma distinta foi relevante para o atendimento a esta nova

etapa do trabalho. A intenção foi obter resultados separados de geração na cobertura e nas fachadas de forma a quantificar o potencial em cada superfície. Esta análise foi realizada em duas etapas:

1) Admitindo que, em cada estudo de caso, a geração de energia elétrica através de sistema fotovoltaico precisa atender a 100% da demanda do consumo da edificação, analisou-se, para o plano horizontal e para plano vertical a produtividade do sistema fotovoltaico.

Nessa etapa foi considerado que todas as áreas identificadas como opacas seriam áreas disponíveis para geração de energia elétrica, desconsiderando o nível de irradiação solar incidente nas superfícies, a montagem do sistema e estética da edificação.

2) Objetivando a viabilidade econômica de instalação do sistema fotovoltaico, analisou-se, de acordo com os resultados das simulações do *Diva for Rhino*, quais as áreas da envoltória dos estudos de caso que atenderiam a um limite mínimo de irradiação solar incidente nas superfícies.

Após a limitação dessas áreas, novas simulações de irradiação solar foram realizadas. Com os novos valores, foram recalculados a geração de energia elétrica e o novo percentual do atendimento à demanda do consumo de energia elétrica dessas edificações.

### **3.4.1 Cálculo das áreas disponíveis nas envoltórias**

A etapa inicial consistiu em realizar um levantamento das áreas disponíveis em cada plano da envoltória. Essas áreas existentes, consideradas como superfícies opacas (excluídas as aberturas), foram definidas como áreas para aplicação do sistema fotovoltaico. De forma a resultar em um cálculo mais preciso, mesmo que neste trabalho a integração estética ou técnica do sistema fotovoltaico não está sendo levada em consideração, foram considerados como área disponível do plano horizontal ou vertical (já excluídas as aberturas) apenas 85% dos valores indicados anteriormente. Segundo Zomer (2009), esta seria a perda para a diagramação dos módulos. A Tabela 6 apresenta os valores das áreas opacas existentes de todas as envoltórias e o cálculo das áreas disponíveis consideradas para instalação do sistema.

Tabela 6 - Área disponível por estudo de caso, considerando 85% (ZOMER, 2009) da área opaca existente dos planos horizontais (cobertura) e dos planos verticais (fachada)

Edificações	Indicação do plano	Local de aplicação	Área existente (m <sup>2</sup> )	Área disponível (m <sup>2</sup> )
CASA	Plano horizontal	Cobertura	128,74	109,43
	Plano vertical	Fachada	212,36	180,51
EM_RI	Plano horizontal	Cobertura	151,75	128,99
	Plano vertical por orientação de fachada	SO-O	83,10	70,64
		NO-N	143,76	122,20
		NE-L	83,64	71,09
		SE-S	118,47	100,70
	Plano vertical	Total Fachadas	428,97	364,62
EM_VC	Plano horizontal	Cobertura	340,96	289,82
	Plano vertical por orientação de fachada	NE-L	494,32	420,17
		SE-S	449,92	382,43
		SO-O	497,04	422,48
		NO-N	434,48	369,31
	Plano vertical	Total Fachadas	1875,76	1594,40
EM_VS	Plano horizontal	Cobertura	524,81	446,09
	Plano vertical por orientação de fachada	S-SO	1322,36	1124,01
		O-NO	2049,84	1742,36
		N-NE	1191,84	1013,06
		L-SE	2017,60	1714,96
	Plano vertical	Total Fachadas	6581,64	5594,39

Fonte: Elaborada pela autora.

### 3.4.2 Consumo energético dos estudos de caso

Neste trabalho, os dados de consumo das edificações foram estimados por unidade habitacional (UH), de forma a padronizar o consumo dos quatro estudos de caso. O valor adotado por Montenegro (2013), de 250 kWh/mês, foi tomado neste trabalho para as UHs com dois e três dormitórios. No caso dos apartamentos de um dormitório do EM\_VS, considerou-se que a junção de duas unidades corresponderia a um consumo apenas de 250 kWh/mês. Para o estudo de caso denominado CASA, assumiu-se um consumo maior devido ao

tamanho desse imóvel com área equivalente aproximadamente a três UHs dos edifícios analisados.

A CASA, contemplando cinco dormitórios, teve o consumo estimado na somatória dos valores de duas UHs, ou seja, 500 kWh/mês.

As edificações multifamiliares tiveram o seu valor calculado por UH e depois multiplicado pela quantidade de apartamentos existentes em cada edifício. Depois de calculado, obteve-se o seguinte consumo: EM\_RI com 1500 kWh/mês, EM\_VC com 8.000 kWh/mês, e EM\_VS com 16.250 kWh/mês.

Os valores de consumo foram aplicados na segunda etapa de cálculo, descritos na próxima seção deste trabalho, que tem como objetivo estimar a produtividade do sistema e o valor do investimento.

### 3.4.3 Produtividade

Os valores de consumo estimado de cada edificação foram tomados como o valor a ser gerado de energia pelo sistema fotovoltaico. Admite-se que, inicialmente, a primeira etapa desta seção tem a intenção de aplicar o sistema fotovoltaico de forma a atender a toda à demanda de energia da edificação, independentemente da viabilidade econômica. Com isso, comparou-se a produtividade do sistema quando aplicado no plano horizontal ou no plano vertical.

Com o valor estimado a ser gerado de energia por mês e os valores de irradiação solar (kWh/m<sup>2</sup>/dia) encontrados nas simulações realizadas no *Diva for Rhino*, foram feitos os cálculos da potência do sistema fotovoltaica ( $P_{FV}$ ) a ser instalada em kWp, de acordo com a Equação 1.

$$P_{FV} = \frac{E_{EST} \cdot G_{CPT}}{G_{POA} \cdot PR} \quad (1)$$

Onde:

$P_{FV}$  = potência do sistema fotovoltaico (kWp)

$E_{EST}$  = geração de energia estimada por mês (kWh/mês)

$G_{CPT}$  = irradiância de referência nas (CPT) condições padrões de teste (1 kW/m<sup>2</sup>)

$G_{POA}$  = irradiação média incidente sobre o plano do painel fotovoltaico (kWh/m<sup>2</sup>)

PR = taxa de desempenho do sistema (PR= *Performance Ratio*), adotado 80%

Na avaliação das sete tecnologias fotovoltaicas instaladas em oito localidades diferentes no Brasil, Pinheiro et al. (2014), através do *software* PVsyst, obtiveram PR médios por tecnologia, variando entre 81,1% a 85,3%. Para este trabalho, adotou-se PR de 80%.

Para cada sistema, foi realizado o cálculo da área estimada para atender a  $P_{FV}$  calculada anteriormente, de forma a suprir 100% da demanda do consumo estimado. Nesse cálculo, a Equação 2 foi aplicada.

Esse cálculo, a partir da especificação da eficiência energética do módulo solar fotovoltaico adotado, apresenta de forma rápida e simplificada a área necessária para instalação do sistema. A eficiência (Eff) do módulo solar fotovoltaico considerado para a estimativa de geração foi de 14%, considerando a aplicação da tecnologia de silício multicristalino (ZOMER, 2009). Não foi especificado algum modelo ou fabricante específico de módulo fotovoltaico, pois este trabalho não tem a intenção de fazer a paginação dos módulos na envoltória.

$$A = \left( \frac{P_{FV}}{Eff} \right) \cdot 100 \quad (2)$$

Onde:

A = área necessária para instalação fotovoltaica (m<sup>2</sup>)

$P_{FV}$  = potência do sistema fotovoltaico (kWp)

Eff = eficiência do módulo fotovoltaico (%)

Com os valores de área estimada, foi analisado se as superfícies existentes nos planos horizontais e verticais são suficientes para atender ao  $P_{FV}$  estimado com a Equação 1.

A produtividade do sistema (*Yield*) permite a comparação de sistemas fotovoltaicos de diferentes capacidades e configurações (CEPEL; CRESESB, 2004). O cálculo é realizado através da razão entre a energia elétrica produzida por um sistema fotovoltaico e a potência fotovoltaica instalada desse sistema.

Na sequência, os valores de *Yield* anual foram calculados por meio da Equação 3, ou seja, através da divisão do valor de geração

fotovoltaica (kWh) pelo valor da potência instalada (kWp), em um intervalo de tempo (para este trabalho foi aplicada a base anual).

$$Yield = \frac{E_{FV}}{P_{FV}} \quad (3)$$

Onde:

Yield= produtividade de energia, do sistema FV, para um ano (kWh/kWp)

$E_{FV}$  = energia gerada pelo sistema fotovoltaico (kWh) no período de um ano

$P_{FV}$  = potência do sistema fotovoltaico (kWp)

### 3.4.4 Avaliação inicial do investimento financeiro do sistema fotovoltaico

No Brasil, a política de incentivo adotada para produção e exportação da energia para rede elétrica por um consumidor é o sistema *net metering*. Nesse sistema, define-se que todo o kWh injetado na rede é convertido em crédito para ser consumido também em kWh. O sistema *net metering* garante, teoricamente, que a eletricidade fornecida à rede tem o mesmo valor econômico que a energia vendida pela concessionária para os consumidores (SEI, 2012). Porém, conforme apresentado na revisão bibliográfica, acrescenta-se a essa equação valores de impostos e taxa mínima obrigatória de energia que o consumidor precisa pagar à concessionária.

A decisão financeira de qualquer projeto pode ser realizada por meio de alguns parâmetros mais conhecidos de avaliação, tais como: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), e o tempo de retorno sobre o investimento, conhecido como *payback* simples ou descontado. Este trabalho não tem como objetivo uma análise financeira do sistema fotovoltaico, em razão disso, não foram utilizadas essas ferramentas.

A definição de investimento, neste trabalho, é o valor em moeda nacional (Real) necessário para aquisição e instalação hipotética do potencial fotovoltaico calculado para cada estudo de caso, baseado no consumo estimado de energia, na área disponível na envoltória e no nível de irradiação solar simulado nas superfícies das edificações.



O valor economizado no pagamento das faturas de energia também foi denominado Receita. A economia anual foi calculada com base nos valores vigentes no primeiro semestre de 2015, da concessionária do estado de Santa Catarina, a CELESC.

Em 2013, a redução tarifária de aproximadamente 25% tornou a inserção da tecnologia fotovoltaica no mercado brasileiro menos atrativo (MONTENEGRO, 2013). Conforme apresentado no Quadro 4, a partir de março de 2015, a tarifa convencional foi contemplada com um aumento em aproximadamente 23%. A média da variação percentual entre o ano de 2010 e o ano de 2015 foi de 4,69%. Assim, adotou-se para o cálculo do ajuste anual da tarifa o percentual de 5% ao ano.

Quadro 4 – Preços do kWh (sem impostos) e variação percentual do valor em relação ao período anterior do ano de 2010 a 2015

Ano	Descrição	Preço da Tarifa sem impostos R\$/kWh	Vigência da Tarifa	Variação percentual em relação ao período anterior
2015	B1 - Residencial	0,43	02/03/2015 a 06/08/2015	
	B1 - Residencial	0,35349	07/08/2014 a 06/08/2015	23,21%
2014	B1 - Residencial	0,35349	07/08/2014 a 06/08/2015	23,21%
	B1 - Residencial	0,28868	07/08/2013 a 06/08/2014	12,90%
2013	B1 - Residencial	0,29	07/08/2013 a 06/08/2014	12,90%
	B1 - Residencial	0,25580	24/01/2013 a 06/08/2013	-18,48%
	B1 - Residencial	0,31380	07/08/2012 a 06/08/2013	-4,81%
2012	B1 - Residencial	0,31380	07/08/2012 a 06/08/2013	-4,81%
	B1 - Residencial	0,32974	07/08/2011 a 06/08/2012	1,53%
2011	B1 - Residencial	0,33	07/08/2011 a 06/08/2012	1,53%
	B1 - Residencial	0,32499	07/08/2010 a 06/08/2011	1,06%
2010	B1 - Residencial	0,32499	07/08/2010 a 06/08/2011	1,06%
	B1 - Residencial	0,29772	07/08/2009 a 06/08/2010	6,92%
média da variação percentual				4,69%

Fonte: Adaptado de ANEEL (2015b).

Também no ano de 2015, passou a vigorar no Brasil o Sistema de Bandeiras Tarifárias, no qual representam os custos variáveis de geração de energia elétrica, e, de acordo com a bandeira vigente, será acrescido um valor na conta do consumidor.

A bandeira verde representa boas condições de geração de energia e permanece apenas com a tarifa normal. A bandeira amarela aponta para uma condição hidrológica menos favorável e representa um acréscimo de R\$ 2,50 por 100 kWh (valor vigente em março/2015). A bandeira vermelha representa um aumento de R\$ 5,50 por 100 kWh, sob justificativa de que as condições hidrológicas estão muito desfavoráveis, e a geração de energia torna-se mais cara (ANEEL, 2015b). Os valores apresentados passaram a vigorar em março de 2015 e ainda são acrescidos de impostos.

De acordo com ANEEL (2015b), as tarifas da classe residencial do subgrupo B1 possuem valores e impostos diferenciados para consumo até 150 kWh/mês e acima desse valor. Optou-se por adotar um valor médio de R\$ 0,50 por kWh/mês, incluídos os impostos, para o cálculo do valor estimado da conta de energia que hipoteticamente deixará de ser paga à concessionária com a geração através do sistema fotovoltaico.

De acordo com EPE (2014), na Nota Técnica DEA 19/14, no ano de 2012 estimou-se o valor do kWp em R\$ 7.700,00 para o sistema residencial. Com base nesse valor, o EPE (2014) calculou a trajetória na redução de custos do sistema fotovoltaico até o ano de 2023, conforme Tabela 7.

Tabela 7 – Trajetória de redução de custos do sistema fotovoltaico elaborado pelo EPE (2014)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Residencial (R\$/Wp)	7,7	7,2	6,7	6,3	5,9	5,5	5,1	4,8	4,5	4,4	4,2	4,1
Comercial (R\$/Wp)	6,9	6,5	6,1	5,7	5,4	5,1	4,8	4,5	4,2	4,1	3,9	3,8

Fonte: (EPE, 2014, p. 25).

Para o cálculo do investimento dos estudos de caso, optou-se em adotar o valor estimado de EPE (2014), para o ano de 2014, de R\$ 6.700,00 o kWp.

Depois de calculado o investimento de cada estudo de caso, esse valor foi comparado ano a ano com o valor das tarifas de energia elétrica que deixará de ser pago para a concessionária (receita). Com isso, foi possível encontrar em quantos anos esses valores tornam-se equivalentes.

### 3.5 ESPECIFICAÇÃO DOS LIMITES DE IRRADIAÇÃO SOLAR NAS SUPERFÍCIES

As etapas anteriores consideraram a colocação dos painéis fotovoltaicos em todas as superfícies opacas (horizontal ou vertical) das edificações. Essas superfícies, denominadas áreas disponíveis, participaram do cálculo do potencial de geração de energia, sem restrições aos níveis de irradiação solar encontrados nas simulações.

Os níveis muito baixos de irradiação solar resultam em uma geração de energia fotovoltaica mais onerosa e favorece o uso da energia convencional proveniente da rede elétrica. Por isso, definiu-se para essa etapa a especificação de um limite mínimo de irradiação solar que torne o investimento viável financeiramente.

A Equação 4, adaptada de Hay (2013), foi empregada para determinar o tempo de equivalência necessário para cobrir o custo de um sistema solar fotovoltaico. Definido como período de recuperação, esse tempo de equivalência não inclui inflação, rentabilidade do sistema e não leva em consideração o valor monetário com o passar dos anos (HAY, 2013). Contudo, permite saber em quantos anos o valor da energia elétrica que não estará sendo pago para a concessionária iguala-se ao preço do investimento do sistema fotovoltaico.

Com base na Equação 4, isolou-se a “estimativa de geração anual”, que passou a ser o valor da incógnita. O cálculo foi feito para  $P_{FV}$  de 1 kWp. Os demais valores foram os mesmos considerados nas etapas anteriores e estão resumidos no Quadro 5.

$$\text{Tempo de equivalência} = \frac{\text{Custo total do projeto instalado}}{(\text{Estimativa de geração anual em kWh} \times \text{preço (R\$) do kWh da concessionária})} \quad (4)$$

Onde:

**Tempo de equivalência** = número de anos que o valor da energia elétrica que não estará sendo pago para a concessionária iguala-se ao preço do investimento do sistema fotovoltaico.

**Custo total do projeto instalado** =  $P_{FV}$  (kWp) a ser instalado x valor do kWp (R\$)

Quadro 5 - Resumo dos dados aplicados para os cálculos da Equação 4 e Equação 5

Descrição	Valores
Custo do kWp	R\$ 6700,00
Custo do kWh	R\$ 0,50
PR	80%

Fonte: Elaborado pela autora.

Com o cálculo anterior, encontraram-se os valores de geração de energia estimada ( $E_{EST}$ ). Na sequência, aplicou-se a Equação 5 para conhecer o valor do nível médio de irradiação solar para cada ano.

$$G_{POA} = \frac{E_{EST} \cdot G_{CPT}}{P_{FV} \cdot PR} \quad (5)$$

Onde:

$G_{POA}$  = irradiação média anual incidente sobre o plano do painel fotovoltaico ( $\text{kWh/m}^2$ )

$G_{CPT}$  = irradiância de referência nas (CPT) condições padrões de teste ( $1 \text{ kW/m}^2$ )

$E_{EST}$  = geração de energia estimada ( $\text{kWh/ano}$ )

$P_{FV}$  = potência do sistema fotovoltaico ( $\text{kWp}$ )

PR = taxa de desempenho do sistema (PR = *Performance Ratio*), adotado 80%

Os valores de irradiação solar anual encontrados foram tabulados em uma escala com sete níveis com os intervalos compreendendo os níveis mínimos e máximos de irradiação para aquele determinado ano. Para a escala, adotou-se nomenclatura alfabética que iniciou na letra “A” para o período inferior a 15 anos, e terminou com a letra “G” para o período com mais de 40 anos. Os intervalos intermediários foram: “B” para o período entre 15 e 19 anos, “C” para o período entre 20 e 24 anos, “D” para o período entre 25 e 29 anos, “E” para o período entre 30 e 34 anos, e “F” para o período entre 35 e 39 anos.

A vida útil estimada para os módulos fotovoltaicos varia entre 20 e 30 anos, dependendo da tecnologia. Montenegro (2013) determinou o prazo de análise dos investimentos também de 25 anos, pois este foi o prazo de garantia que o autor encontrou de alguns

fabricantes de módulos fotovoltaicos. Adotou-se também para este trabalho a análise com um período máximo de 25 anos.

Dessa forma, com o conhecimento dos níveis de irradiação solar incidente em todas as superfícies dos estudos de caso, foram selecionadas apenas as áreas que se enquadravam nas escalas “A”, “B” e “C”. Essas áreas foram identificadas como “áreas úteis”, ou seja, áreas que apresentam níveis de irradiação solar acima do mínimo estabelecido, a fim de obter, em no máximo 25 anos, a equivalência entre o custo da instalação do sistema fotovoltaico e o valor da energia elétrica que não será paga para a concessionária.

A partir da identificação das áreas úteis, novas simulações foram realizadas. Os pontos de análise foram aplicados apenas nessas áreas, e os resultados de irradiação solar foram empregados em novos cálculos do potencial de geração de energia. Esses resultados permitiram recalcular o percentual do atendimento à demanda de cada estudo de caso.

Mediante o exposto, novas imagens foram elaboradas a partir da disposição dos pontos de análise, identificando as áreas úteis e consequentemente a proposta de posicionamento adequado do sistema fotovoltaico.

## 4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

A análise dos estudos de caso foi feita com base na compilação dos dados de saída de todas as simulações de irradiação solar realizadas no *plug in Diva for Rhino* no *software Rhinoceros*.

Nesta parte do trabalho, os resultados possuem a seguinte sequência: descrição dos dados encontrados nas simulações de irradiação solar no plano horizontal e vertical dos estudos de caso; quantificação, através dos dados de irradiação solar, do potencial de geração de energia elétrica nas envoltórias das edificações; cálculo para determinação do limite mínimo de irradiação solar viável financeiramente; delimitação das áreas úteis nas envoltórias; definição do novo percentual de atendimento à demanda de energia dos edifícios analisados.

As discussões referentes às simulações e os cálculos realizados estão descritos neste capítulo.

### 4.1 ANÁLISE DA DISPONIBILIDADE SOLAR INCIDENTE NAS ENVOLTÓRIAS DOS ESTUDOS DE CASO

Os principais resultados referentes às simulações de irradiação solar estão apresentados nesta seção do trabalho, identificados separadamente pela seguinte sequência dos estudos de caso: Residência Unifamiliar (CASA), Edificação Multifamiliar Residencial Itapoá (EM\_RI), Edificação Multifamiliar Villa Carrara (EM\_VC) e Edificação Multifamiliar Villa Serena (EM\_VS).

O arquivo SWERA foi o arquivo climático usado nas simulações. Os valores resultantes dessas simulações foram tabulados por médias anuais e sazonais: Verão (21/12–20/03), Outono (21/03–20/06), Inverno (21/06–20/09) e Primavera (21/09–20/12), conforme descrito no Capítulo 3.

Os resultados apresentaram para todos os estudos de caso, no plano horizontal (coberturas), a mesma sequência sazonal em ordem decrescente de desempenho (verão, primavera, outono e inverno). No plano vertical (fachadas), a média encontrada de todas as fachadas nas simulações por estação do ano obedeceu também à mesma sequência do plano horizontal (Verão, Primavera, Outono e Inverno). Porém, na análise separada por orientação, as fachadas N-NE, O-NO e NO-N resultaram em melhores desempenhos no outono e inverno.

O mapa de irradiação solar projetado sobre as edificações é apresentado com escalas diferentes para as médias anuais e por

estação do ano. Nos mapas, os valores da média anual (para toda a envoltória) estão representados pelo intervalo da escala de cores compreendida de 0 a 1.700 kWh/m<sup>2</sup>. Por estação do ano, a escala de cores, para o plano horizontal, está entre 0 a 550 kWh/m<sup>2</sup>, e para o plano vertical, entre 0 a 350 kWh/m<sup>2</sup>.

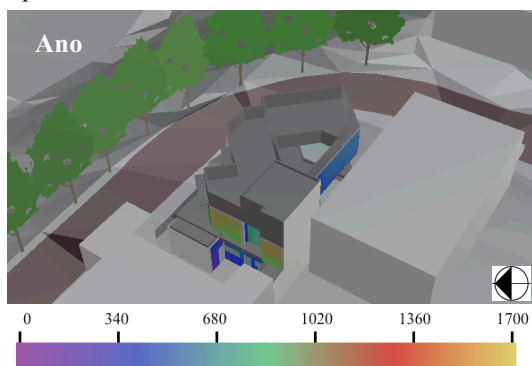
As imagens apresentadas por orientação de fachada representam as simulações com o cenário real (entorno), porém as edificações adjacentes foram suprimidas com o intuito de melhorar a visualização dos resultados. Nas próximas seções, são apresentados todos os valores das simulações de irradiação solar e as discussões pertinentes aos resultados.

#### 4.1.1 Residência Unifamiliar CASA

A CASA, de acordo com o Plano Diretor de Blumenau (PMB, 2014), está construída em um terreno localizado na Zona Residencial 1 (ZR1), com taxa de ocupação permitida de 60% e coeficiente de aproveitamento de 1,2. Esses índices construtivos, assim como os demais que estão descritos nos próximos estudos de caso, encontram-se no Anexo.

O terreno é caracterizado de “esquina”, e o entorno construído é predominante de residências unifamiliares. A edificação contempla duas fachadas com recuos maiores orientadas para o logradouro e as outras duas construídas parcialmente no limite do terreno (sem recuo), impossibilitando a aplicação do sistema fotovoltaico (Figura 43).

Figura 43 – Visão geral com o entorno da CASA com o mapa de irradiação solar anual no plano vertical



Legenda: escala de cores do período de um ano em kWh/m<sup>2</sup>

Fonte: Elaborada pela autora.

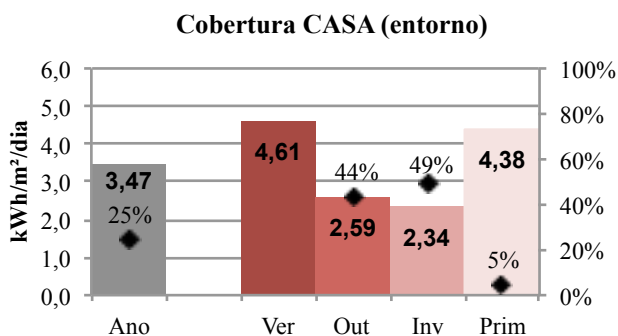
As fachadas orientadas para os logradouros são irregulares e dificultam a análise por orientação. Por isso, no plano vertical, foram consideradas apenas a média geral de todas as fachadas. Nas próximas seções, são analisadas as simulações desse estudo de caso.

#### 4.1.1.1 Simulação de irradiação solar do plano horizontal (cobertura)

A cobertura da casa, no cenário com entorno, apresentou a média anual de irradiação solar de 1.267,04 kWh/m<sup>2</sup>; a irradiação mínima foi de 256 kWh/m<sup>2</sup>, a máxima foi de 1.674 kWh/m<sup>2</sup>.

O verão foi o período com maior irradiação, 4,61 kWh/m<sup>2</sup>/dia, seguido da primavera com 4,38 kWh/m<sup>2</sup>/dia. O outono (2,59 kWh/m<sup>2</sup>/dia) e o inverno (2,34 kWh/m<sup>2</sup>/dia) apresentaram uma redução significativa de 44% e 49%, respectivamente, quando comparados com o verão. Essa variação intersazonal é esperada, pois a altura solar é maior no verão, com maior incidência da radiação solar nas superfícies horizontais. O gráfico da Figura 44 pontua as diferenças percentuais do verão em relação às demais estações do ano. Os mapas de irradiação solar projetados no plano horizontal apresentam essas diferenças, visíveis também através da escala de cores (Figura 45).

Figura 44 - Gráfico das médias diárias de irradiação solar (kWh/m<sup>2</sup>/dia) anual e por estações do ano, com entorno, referente às simulações no plano horizontal (cobertura) na CASA



◆ Diferença percentual em relação ao Verão

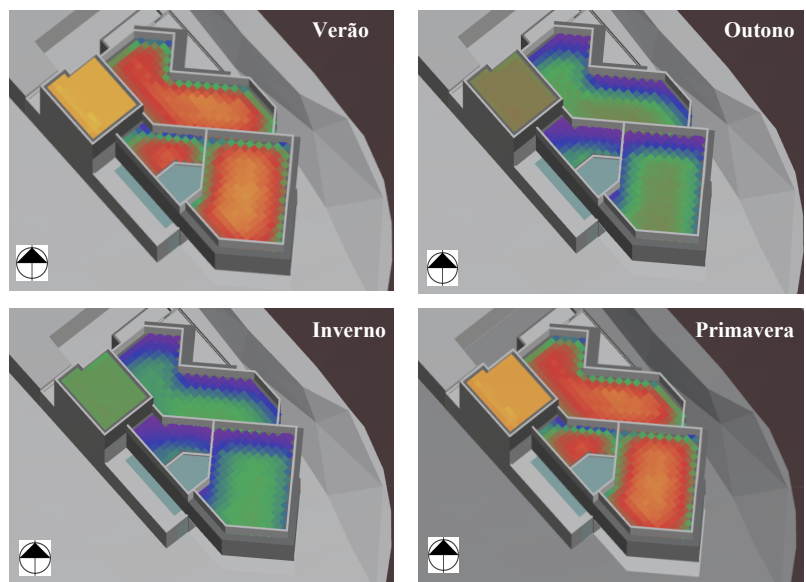
Fonte: Elaborado pela autora.



A laje da cobertura da caixa d'água é o local mais privilegiado para geração de energia nas quatro estações do ano. No contorno das platibandas, a projeção dos tons verdes (verão e primavera) e azul (outono e inverno), destacam-se como as áreas mais sombreadas, consequência da própria estrutura da edificação. Essas áreas indicam uma redução no nível de irradiação solar.

Nesse estudo de caso, os dois cenários (com entorno e o isolado) obtiveram os mesmos resultados. Essa situação ocorreu porque no local não existe obstrução solar maior do que a própria edificação. O sombreamento foi ocasionado apenas pelos elementos construtivos da própria CASA, erguidos acima do nível da laje de cobertura.

Figura 45 - Mapa de irradiação solar da CASA, na cobertura, por estação do ano



Legenda: escala de cores para simulação por estação do ano em kWh/m<sup>2</sup>.

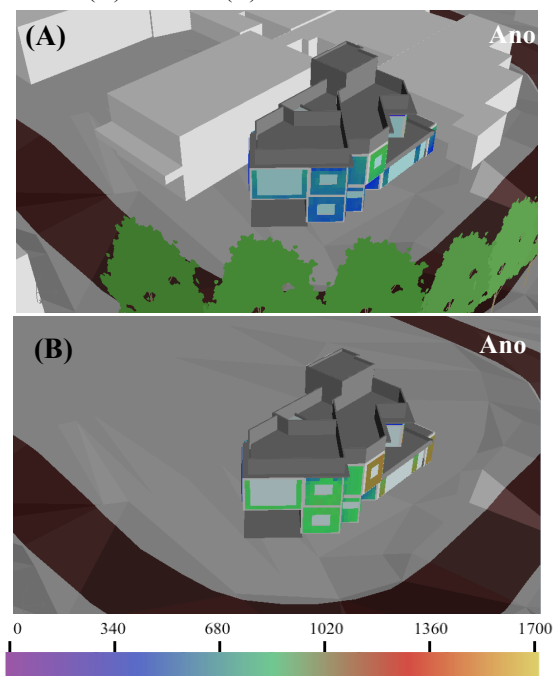
Fonte: Elaborado pela autora.

#### 4.1.1.2 Simulação de irradiação solar do plano vertical (fachadas)

As fachadas, nesse estudo de caso, não foram analisadas por orientação, devido à irregularidade na forma geométrica das paredes dessa edificação. Os valores encontrados referem-se à média de todos os pontos aplicados nos planos verticais, sem a separação por fachada. Os resultados foram os seguintes: irradiação média anual de 533,49 kWh/m<sup>2</sup>; a irradiação mínima foi de 84 kWh/m<sup>2</sup> e a máxima de 1.047 kWh/m<sup>2</sup>.

No plano vertical, a interferência do entorno foi mais significativa. As duas fachadas que estão direcionadas para as ruas apresentaram como obstrução as árvores existentes. A interferência dessas obstruções é visível no mapa de irradiação da Figura 46. As demais obstruções são duas edificações residenciais, uma adjacente à fachada com orientação O\_NO e a outra com a orientação S-SO; essa última obstrução praticamente não interferiu nos resultados.

Figura 46 - Mapa de irradiação solar anual no plano vertical da simulação da CASA com entorno (A) e isolada (B)

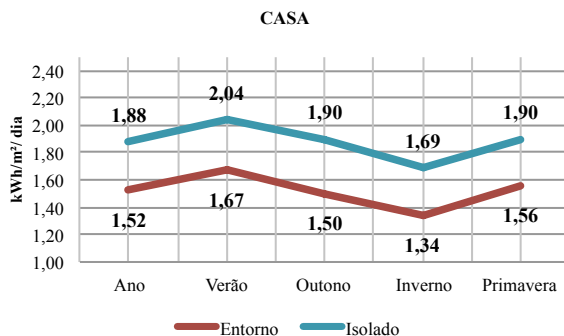


Legenda: escala de cores do período de um ano em kWh/m<sup>2</sup>

Fonte: Elaborada pela autora.

A diferença de irradiação solar na simulação com o entorno, quando comparada ao cenário isolado, correspondeu a uma redução de 19% nos valores anuais das fachadas. O gráfico da Figura 47 apresenta a média diária anual e também por estação do ano nesses dois cenários.

Figura 47 - Gráfico das médias diárias (kWh/m<sup>2</sup>/dia) de irradiação solar anual e por estações do ano, para o cenário isolado e o com entorno, no plano vertical da CASA

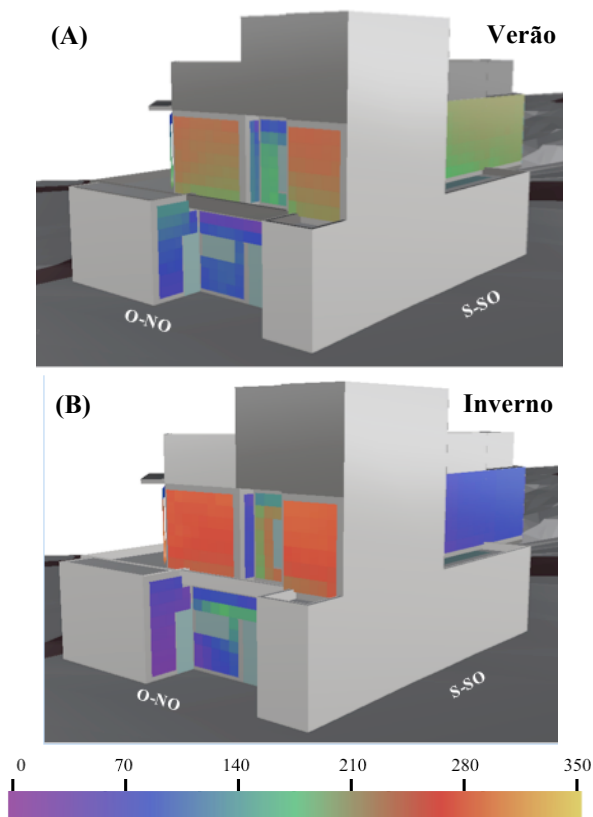


Fonte: Elaborado pela autora.

As simulações por estações do ano apresentaram as seguintes médias diárias de irradiação solar: maior no verão (1,67 kWh/m<sup>2</sup>/dia), seguido da primavera (1,56 kWh/m<sup>2</sup>/dia), outono (1,50 kWh/m<sup>2</sup>/dia) e inverno (1,34 kWh/m<sup>2</sup>/dia).

As paredes executadas nos limites do terreno não foram consideradas como áreas válidas para aplicação fotovoltaica e não receberam as malhas de pontos para a simulação. A Figura 48, que ilustra a irradiação nos planos verticais das fachadas O-NO e S-SO, mostram os fechamentos da alvenaria (sem a escala de cor) que não foram consideradas na simulação: paredes executadas nos limites do terreno vizinho, as platibandas e o volume vertical das caixas d'água.

Figura 48 - Mapa de irradiação solar das fachadas O-NO e S-SO para verão (A) e o inverno (B), do estudo de caso: CASA

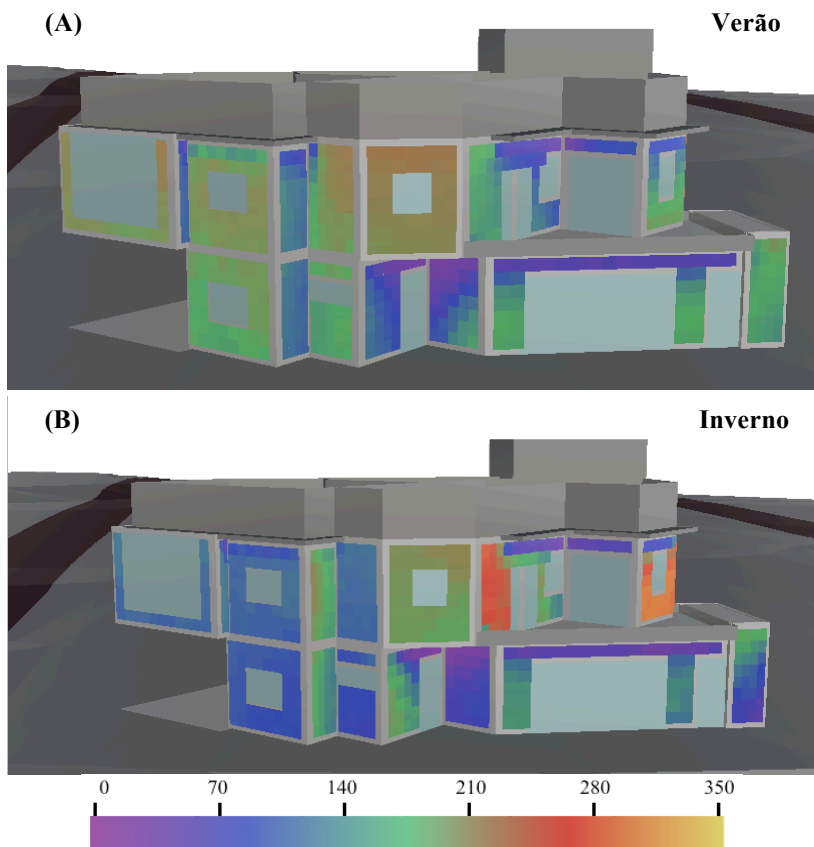


Legenda: escala de cores para simulação por estação do ano em kWh/m<sup>2</sup>

Fonte: Elaborada pela autora

Nas imagens geradas com as simulações por estação do ano, identificaram-se, em algumas áreas, níveis de irradiação solar maiores no inverno do que no verão, como na orientação O-NO (desvio azimutal aproximado de  $-15^\circ$ ), e também em algumas superfícies da fachada frontal orientadas para o Norte (Figura 49). Privilegiadas pela trajetória solar mais inclinada no inverno em relação ao verão, as superfícies verticais dessas orientações apresentam maior irradiação solar no inverno.

Figura 49 – Mapa de irradiação solar da fachada frontal ( $\approx$  N-NE) para verão (A) e o inverno (B), do estudo de caso: CASA



Legenda: escala de cores para simulação por estação do ano em kWh/m<sup>2</sup>

Fonte: Elaborada pela autora

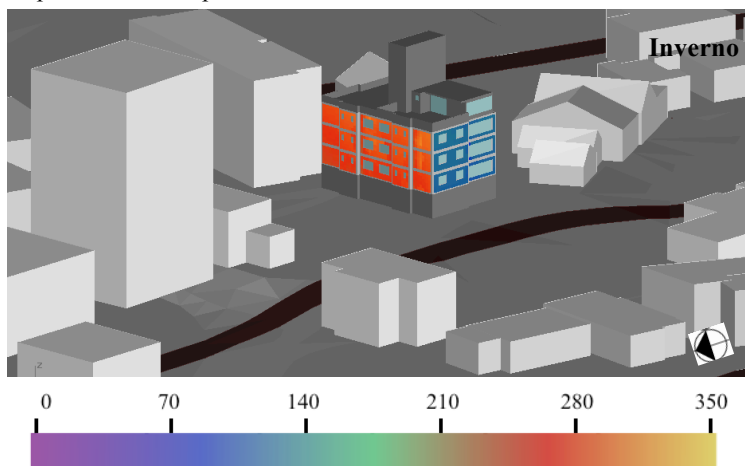
#### 4.1.2 Edificação Multifamiliar Residencial Itapoá (EM\_RI)

O edifício EM\_RI com três pavimentos tipo é a menor edificação multifamiliar analisada. De acordo com o Plano Diretor de Blumenau (PMB, 2014), está inserido no Zoneamento Residencial 2 (ZR2). A taxa de ocupação permitida é de 60%, e o coeficiente de aproveitamento é de 2,4. O terreno é caracterizado como de “uma

frente”, ou seja, a testada frontal faz limite com o logradouro, e as demais fazem limites com outros terrenos que podem ser edificados.

O contexto urbano desse estudo de caso engloba residências unifamiliares e multifamiliares com variação de gabaritos; o edifício mais alto próximo ao EM\_RI possui sete pavimentos. Mas no entorno próximo ainda existem terrenos para novas construções, podendo alterar o cenário atual (Figura 50).

Figura 50 - Visão geral com o entorno do EM\_RI com o mapa de irradiação solar para inverno no plano vertical



Legenda: escala de cores para simulação por estação do ano em  $\text{kWh/m}^2$

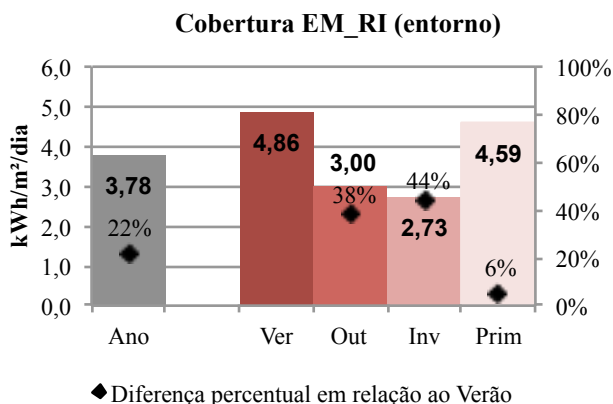
Fonte: Elaborada pela autora.

#### 4.1.2.1 Simulação de irradiação solar no plano horizontal (cobertura)

Na cobertura, considerando o entorno, a média anual da irradiação solar foi de  $1.381,03 \text{ kWh/m}^2$ . A irradiação mínima encontrada foi de  $546 \text{ kWh/m}^2$ , e a máxima de  $1.627 \text{ kWh/m}^2$ .

O desempenho sazonal resultou nos seguintes valores: verão ( $4,86 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ ), primavera ( $4,59 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ ), outono ( $3 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ ) e inverno ( $2,73 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ ). A diferença percentual entre o verão e as demais estações encontra-se no gráfico da Figura 51.

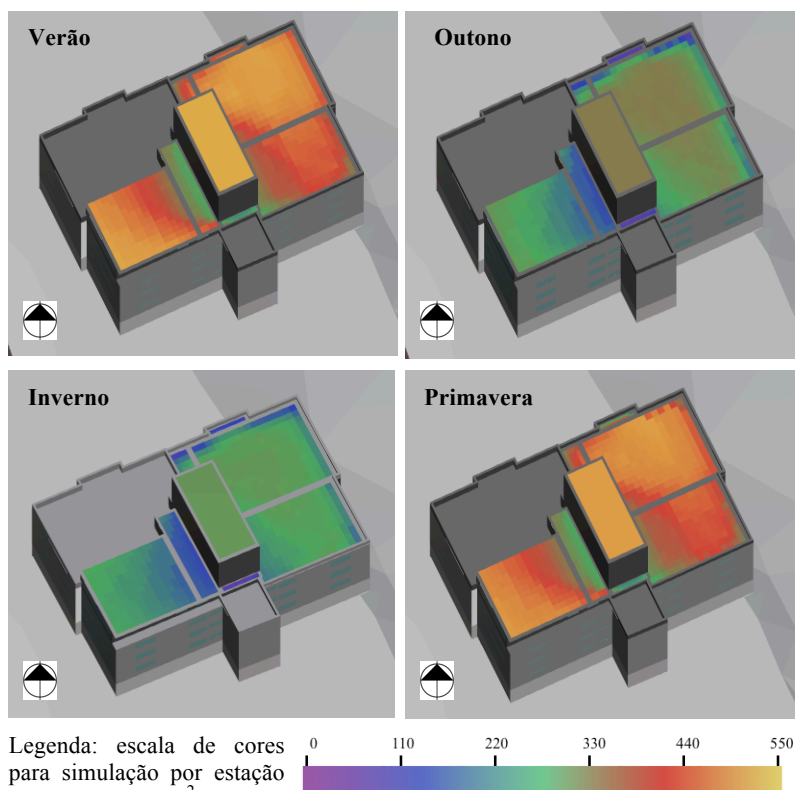
Figura 51 - Gráfico das médias diárias de irradiação solar (kWh/m<sup>2</sup>/dia) anual e por estações do ano, com entorno, referente às simulações no plano horizontal (cobertura) no EM\_RI



Fonte: Elaborado pela autora.

A Figura 52 apresenta o mapa de irradiação solar por estação do ano. Assim como no estudo de caso CASA, o sombreamento no plano horizontal ocorreu apenas por consequência das platibandas e da caixa d'água. Nesse caso, dentre as edificações multifamiliares, o volume da caixa d'água foi o que mais interferiu nos resultados, pois a sua área é proporcionalmente maior em relação à área do plano horizontal. A diferença encontrada nos resultados do cenário com entorno e o cenário isolado (média de 1.385,19 kWh/m<sup>2</sup>/ano) foi inferior a 1%.

Figura 52 - Mapa de irradiação solar do EM\_RI, na cobertura, por estação do ano



As superfícies horizontais que aparecem em cinza não foram consideradas como áreas disponíveis para a simulação. A área maior é o terraço pertencente ao apartamento do último pavimento, e a área menor é o espaço para máquinas de ar condicionado.

#### 4.1.2.2 Simulação de irradiação solar do plano vertical (fachadas)

No EM\_RI, a simulação anual, incluindo todas as fachadas no cenário com entorno, resultou em uma média anual de irradiação de 704,20 kWh/m<sup>2</sup>, com a mínima irradiação de 236 kWh/m<sup>2</sup> e a máxima



irradiação de 996 kWh/m<sup>2</sup>.

A fachada com orientação NO-N (-24,37°) obteve o melhor desempenho, com uma média anual de 964,95 kWh/m<sup>2</sup>. A NE-L (65,63°), mesmo com obstrução, obteve um nível de irradiação de 777 kWh/m<sup>2</sup>, ainda superior às fachadas SO-O e SE-S. A fachada SO-O obteve a média anual de 616,63 kWh/m<sup>2</sup>, e a fachada SE-S apresentou o pior resultado, com 454,62 kWh/m<sup>2</sup>/ano.

As médias diárias por estações do ano foram as seguintes: verão com 2,17 kWh/m<sup>2</sup>/dia, seguido da primavera com 2,04 kWh/m<sup>2</sup>/dia, outono com 1,84 kWh/m<sup>2</sup>/dia e inverno com 1,68 kWh/m<sup>2</sup>/dia.

Apesar de as médias diárias que incluem todas as fachadas apresentarem o verão como a estação com o melhor desempenho, nas simulações por fachada, a orientação NO-N obteve resultados superiores no inverno. Isso se justifica, pois nessa latitude (27°S), a orientação Norte, no período do inverno é a que recebe maior incidência do Sol. É possível identificar as diferenças entre verão e inverno pela escala de cores do mapa de irradiação solar no plano vertical na Figura 53.

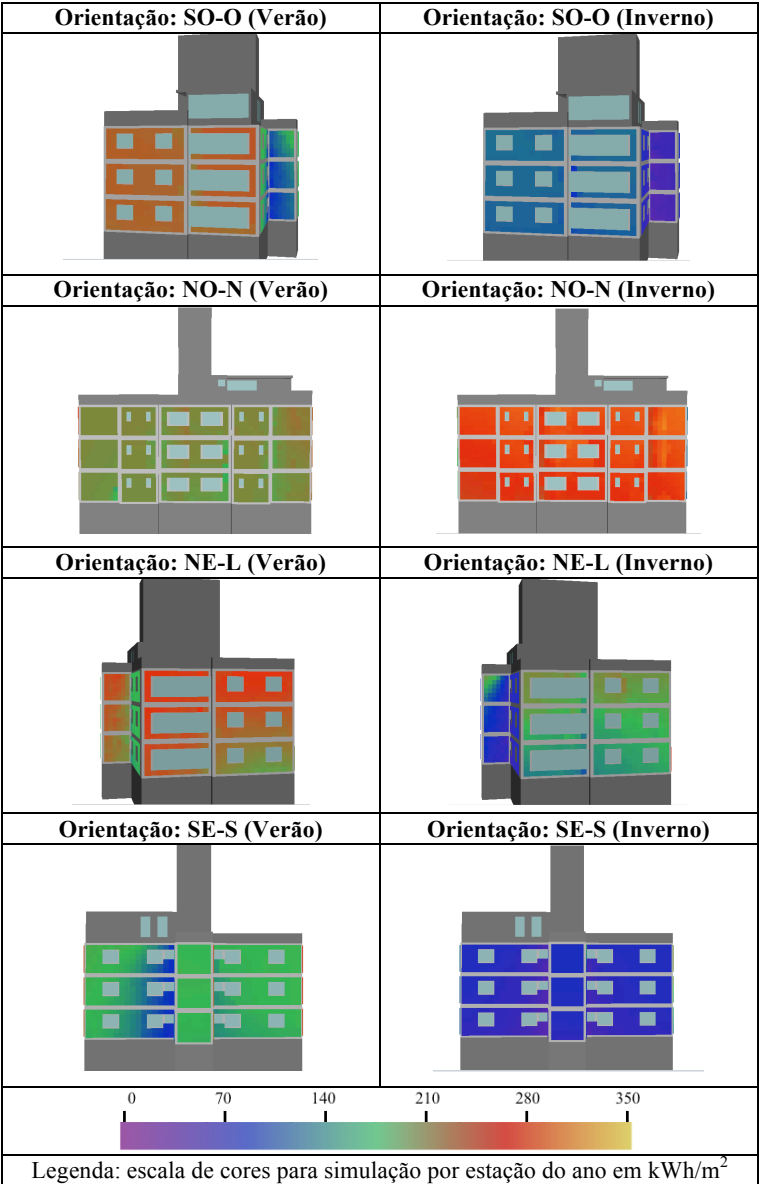
A redução da média diária de irradiação solar no plano vertical, ao comparar o cenário descrito com o cenário isolado, foi menor que 10%. Diferença pequena, pois essa edificação não está inserida em um contexto urbano adensado. O entorno engloba residências unifamiliares e multifamiliares com variação do gabarito, porém a maior edificação próxima a esse estudo de caso possui sete pavimentos.

A região, apesar de pouco adensada, possui potencial construtivo para novas edificações, inclusive no terreno limítrofe com a orientação NO-N, o que modificaria a incidência solar nessa fachada.

A fachada posterior, com orientação NE-L, faz divisa com outro edifício com o mesmo gabarito, e essa obstrução interferiu nos resultados. Comparando essa orientação no cenário isolado com o cenário real, a obstrução ocasionou uma redução percentual de 9% no verão, 12% na primavera, 15% no inverno e 17% no outono.

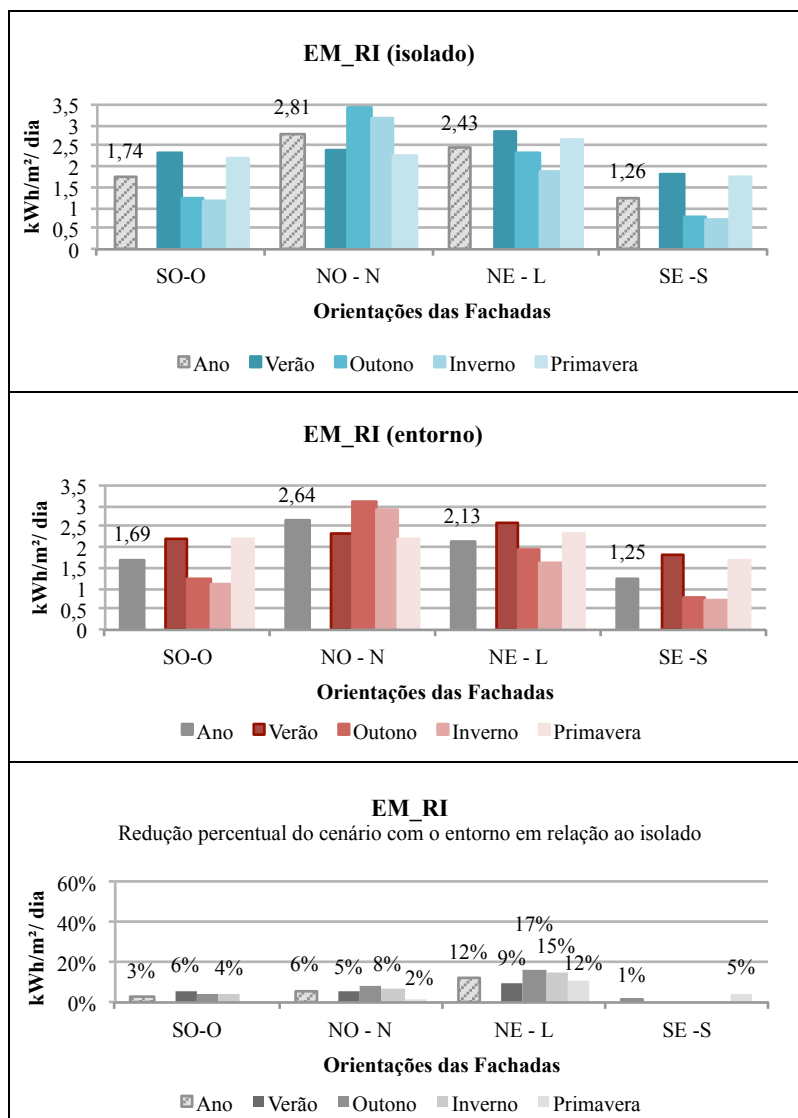
A orientação SE-S faz divisa com uma residência unifamiliar, que, praticamente, não ocasionou redução na irradiação solar. Já a testada frontal (SO-O) apresentou uma diferença pequena; a maior diferença percentual entre os dois cenários ocorreu no verão, com 6%, ocasionado pelas residências unifamiliares construídas do lado oposto da rua.

Figura 53 – Mapa de irradiação solar no plano vertical do EM\_RI, com entorno, para o verão e inverno



Fonte: Elaborado pela autora

Figura 54 - Gráfico das médias diárias (kWh/m<sup>2</sup>/dia) por estações do ano das simulações realizadas no plano vertical (fachadas) do EM\_RI para o cenário isolado e o com entorno



Fonte: Elaborado pela autora.

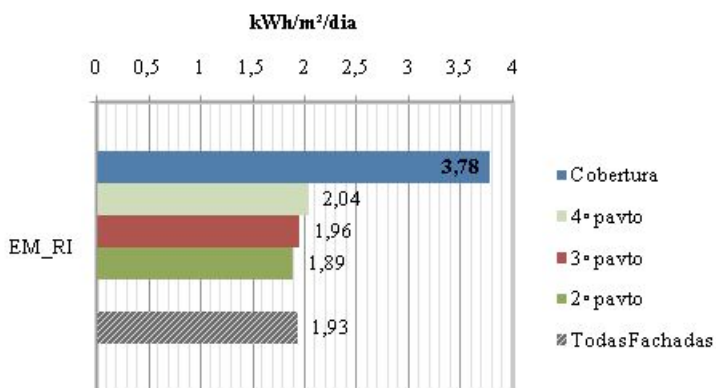
A menor edificação multifamiliar, com apenas três pavimentos tipo, apresentou entre os andares uma variação de 4% no valor da

média diária de irradiação solar no plano vertical. O primeiro pavimento tipo, correspondente ao 2.º andar, obteve a média diária de irradiação solar de 1,89 kWh/m<sup>2</sup>/dia, e o último pavimento (4.º andar) obteve a média de 2,04 kWh/m<sup>2</sup>/dia, aumento de aproximadamente 8%.

A variação entre pavimentos é pequena, pois essa edificação está localizada em um bairro residencial, com as considerações de obstruções conforme descritas anteriormente. O pavimento superior apresentou a média diária de irradiação solar 46% inferior, quando comparado com a cobertura

O gráfico da Figura 55 apresenta as médias diárias de irradiação solar por pavimento, considerando a análise no plano vertical, e apresenta também a média diária da cobertura (análise no plano horizontal).

Figura 55 - Gráfico das médias diárias (kWh/m<sup>2</sup>/dia) por pavimento das simulações realizadas com os pontos de análises no plano vertical (fachadas) no EM\_RI



Fonte: Elaborado pela autora.

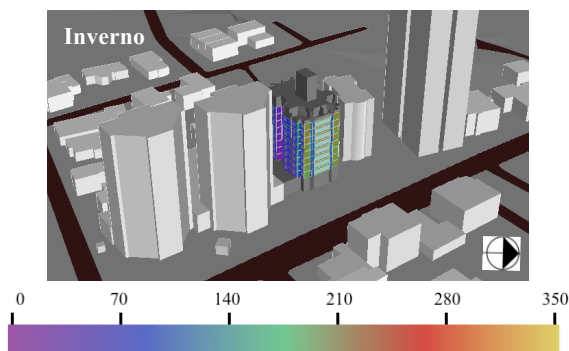
#### 4.1.3 Edificação Multifamiliar Villa Carrara (EM\_VC)

O estudo de caso EM\_VC localiza-se no Zoneamento Comercial 2 (ZC2) e, de acordo com o Plano Diretor de Blumenau (PMB, 2014), possui taxa de ocupação de 70%, e o coeficiente de aproveitamento do terreno é de 3,6. O terreno, assim como o EM\_RI, também é caracterizado como de “uma frente”, ou seja, apenas a

fachada frontal não faz limite com outro terreno, mas sim com o logradouro.

Essa é a edificação com o maior índice construtivo e também com o entorno mais obstruído. A Figura 56, com o mapa anual de irradiação solar, apresenta uma visão geral do entorno. Os resultados mais detalhados são apresentados nas próximas seções.

Figura 56 - Visão geral do entorno do EM\_VC com mapa de irradiação solar no plano vertical para o inverno



Legenda: escala de cores para simulação por estação do ano em  $\text{kWh/m}^2$

Fonte: Elaborado pela autora.

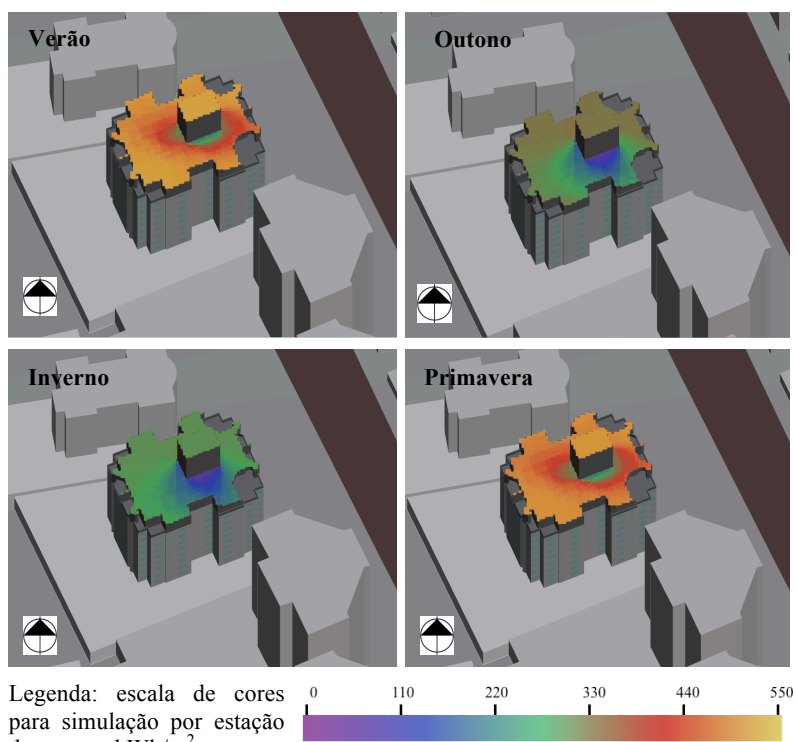
#### 4.1.3.1 Simulação da irradiação solar no plano horizontal (cobertura)

A cobertura obteve uma média anual de irradiação solar no cenário com entorno de  $1.454,81 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ , com o valor mínimo de irradiação de  $527 \text{ kWh/m}^2$ , e máximo de  $1.624 \text{ kWh/m}^2$ .

As duas torres construídas nas laterais SE-S e NO-N pouco interferiram no resultado da irradiação para análise do plano horizontal. Na média anual, a diferença percentual entre os dois cenários das simulações foi inferior a 1%. No inverno, essa diferença foi de 4%.

A Figura 57 apresenta os resultados por estação do ano. O maior sombreamento, ocasionado pelo volume da caixa d'água, aparece em destaque na orientação SE-S em todas as estações do ano.

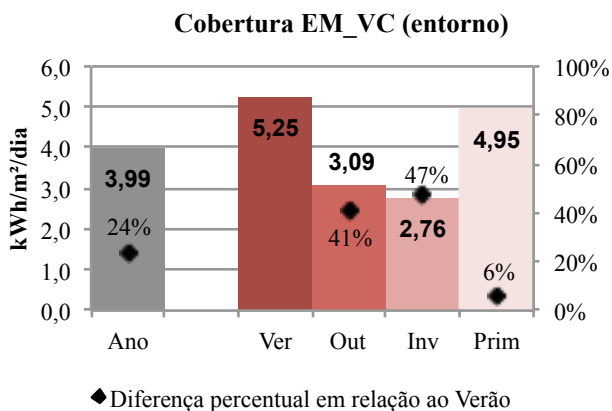
Figura 57 - Mapa de irradiação solar do EM\_VC, na cobertura, por estação do ano



Fonte: Elaborado pela autora.

No EM\_VC, as médias diárias de irradiação solar foi maior no verão (5,25 kWh/m<sup>2</sup>/dia), seguido da primavera (4,85 kWh/m<sup>2</sup>/dia), outono (3,09 kWh/m<sup>2</sup>/dia e inverno (2,82 kWh/m<sup>2</sup>/dia). As diferenças percentuais do verão em relação às demais estações do ano estão representadas no gráfico da Figura 58.

Figura 58 - Gráfico das médias diárias de irradiação solar (kWh/m<sup>2</sup>/dia) anual e por estações do ano, com entorno, referente às simulações no plano horizontal (cobertura) no EM\_VC



Fonte: Elaborado pela autora.

#### 4.1.3.2 Simulação da irradiação solar no plano vertical (fachadas)

No estudo de caso EM\_VC, a simulação anual, incluindo todas as fachadas, resultou em uma média de irradiação de 540,57 kWh/m<sup>2</sup>; a irradiação mínima foi de 118 kWh/m<sup>2</sup>, e a irradiação máxima, de 970 kWh/m<sup>2</sup>.

As médias diárias por estações do ano, incluindo todo os planos verticais, foram as seguintes: verão com 1,79 kWh/m<sup>2</sup>/dia, seguido da primavera com 1,68 kWh/m<sup>2</sup>/dia, outono com 1,31 kWh/m<sup>2</sup>/dia, e inverno com 1,16 kWh/m<sup>2</sup>/dia.

A orientação NE-L, correspondente à fachada frontal, obteve o melhor desempenho nas simulações, com média anual de 697,97 kWh/m<sup>2</sup>. Nessa fachada, com desvio azimutal de 66,66° e sem obstruções significativas, as quatro estações do ano também tiveram os resultados superiores às demais.

A média anual para a fachada SE-S foi de 325,55 kWh/m<sup>2</sup>, sendo esta com pior desempenho, consequência da orientação (no cenário isolado também obteve a menor média anual de irradiação) e também pelo sombreamento das duas torres, com mais de doze andares, adjacentes a essa orientação.

A fachada SO-S (fachada posterior) não tem obstruções relevantes. As edificações construídas são casas unifamiliares e

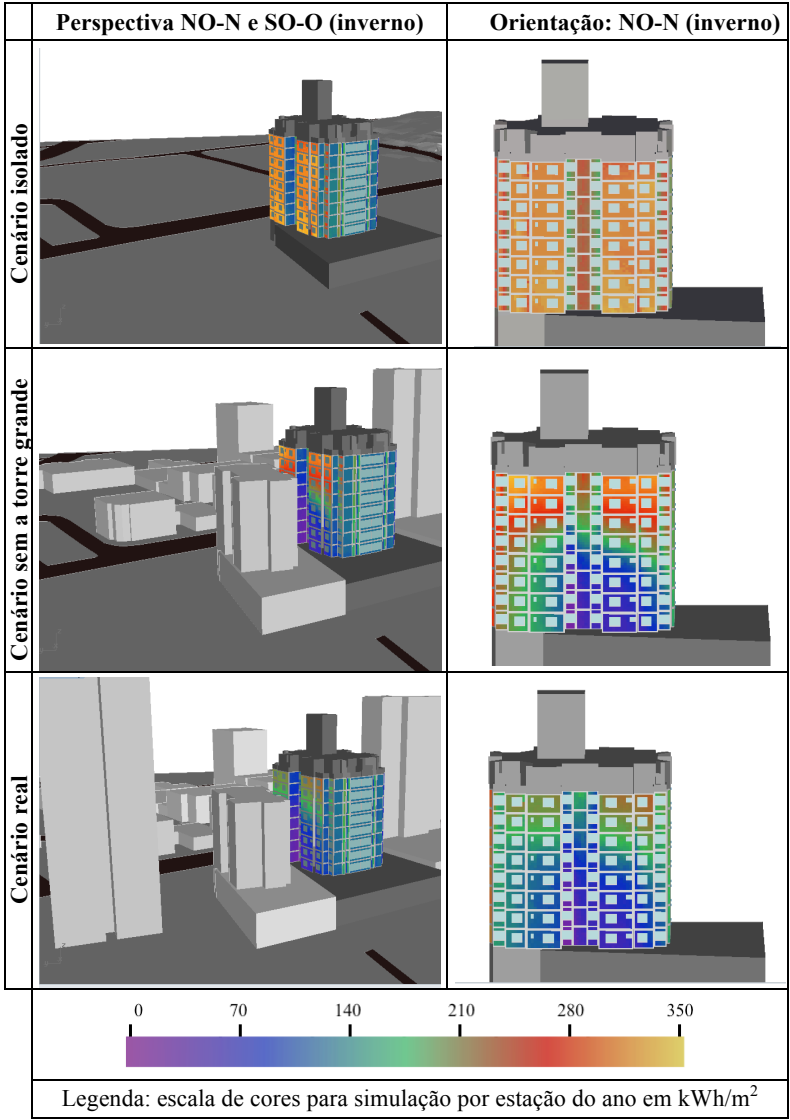
possuem gabarito menor do que os dois pavimentos de garagem da base dessa edificação. A simulação com entorno resultou em uma média de irradiação solar de 552,99 kWh/m<sup>2</sup>/ano.

Com desvio azimutal de -23,40°, a fachada NO-N obteve o melhor desempenho no cenário isolado, com 918,13 kWh/m<sup>2</sup>/ano. A simulação com entorno apresentou uma média anual de irradiação solar de 520,13 kWh/m<sup>2</sup>/ano. Essa fachada possui, limítrofe ao terreno, uma edificação com altura menor e, no terreno seguinte, um outro edifício com mais de 18 andares. Essas foram as principais obstruções que ocasionaram uma redução da irradiação solar em aproximadamente 43% no cenário com o entorno.

Uma nova simulação foi realizada para conhecer a interferência da torre com 18 andares, nessa orientação (NO-N). Em um cenário hipotético com o entorno real, retirando apenas esse edifício, a simulação apresentou uma média anual de irradiação solar de 632,72 kWh/m<sup>2</sup>/ano, ou seja, 22% superior ao cenário real. Esse resultado demonstra que a influência do entorno pode ocorrer em uma projeção maior do que os limites vizinhos ao estudo de caso. A Figura 59 apresenta as imagens do mapa de irradiação solar no plano vertical, das simulações nos três cenários, para estação do inverno.



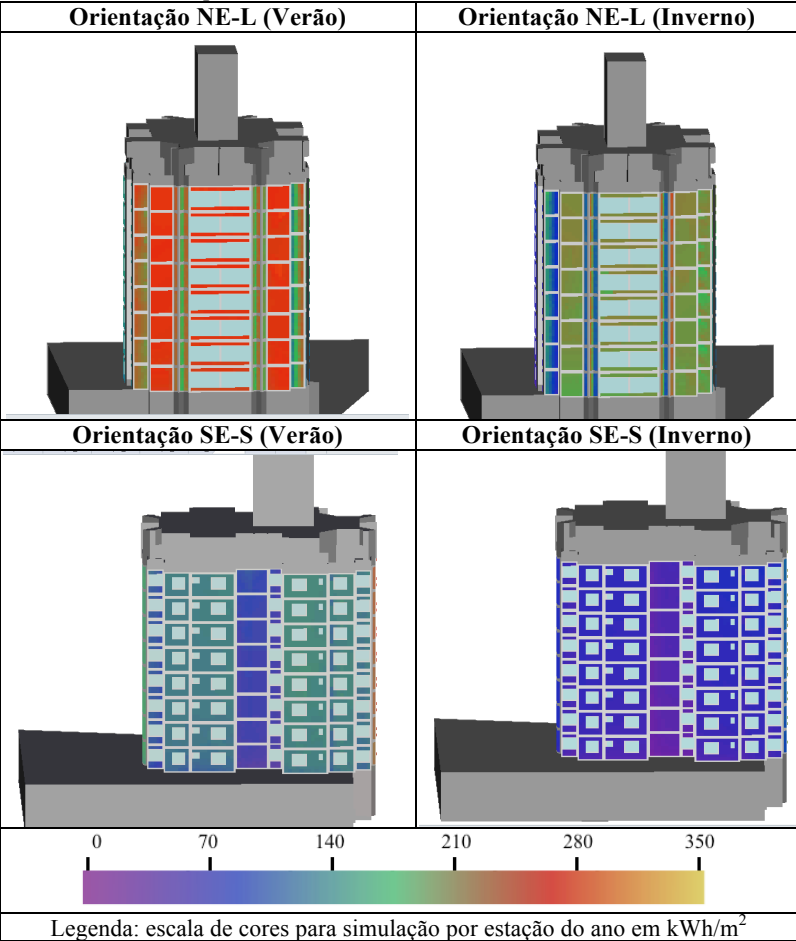
Figura 59 - Mapa de irradiação solar para inverno do EM\_VC em três cenários: isolado, sem a torre com 18 pavimentos e com entorno existente



A orientação NO-N, da mesma forma como ocorreu no EM\_RI, destaca-se com o melhor desempenho para as estações do outono e inverno. Porém, no cenário com entorno, as quatro estações apresentaram irradiação solar uniforme, variando entre 1,36 kWh/m<sup>2</sup>/dia e 1,51 kWh/m<sup>2</sup>/dia.

A Figura 60 e Figura 61 apresentam os mapas de irradiação solar para o verão e o inverno nas quatro fachadas do EM\_VC.

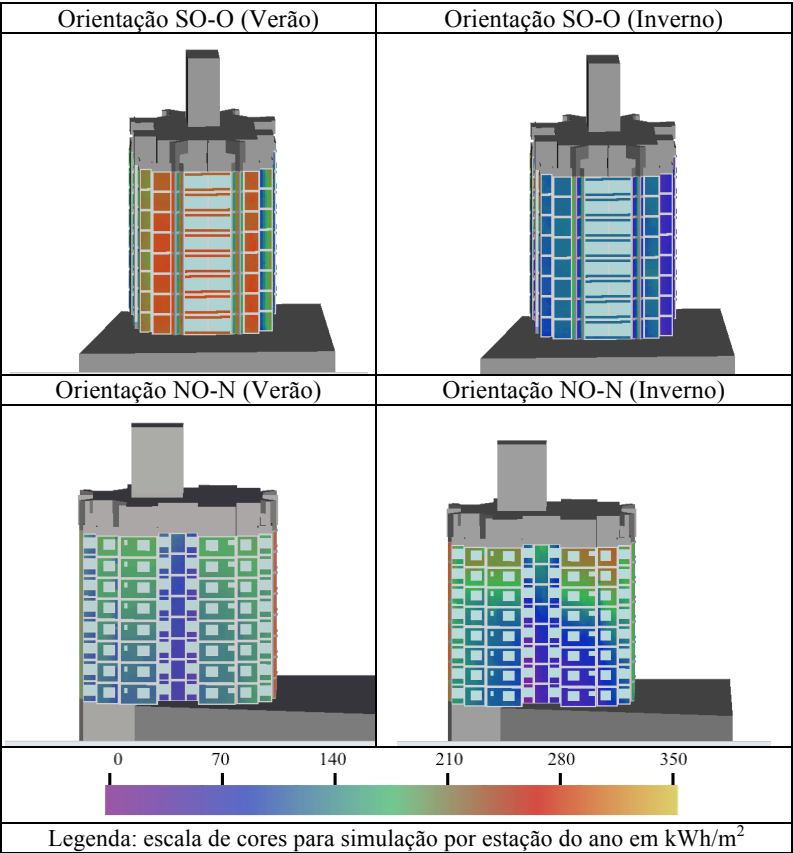
Figura 60 - Mapa de irradiação solar do EM\_VC, da média por período de verão e inverno, no plano vertical das fachadas NE-L e SE-S



Fonte: Elaborado pela autora.

O gráfico da Figura 62 apresenta as médias diárias da irradiação solar anual e por estação do ano para todas as orientações de fachada, assim como o percentual de redução da simulação com entorno quando comparada com a simulação no cenário isolado.

Figura 61 - Mapa de irradiação solar do EM\_VC, da média por período de verão e inverno, no plano vertical das fachadas SO-O e NO-N



Fonte: Elaborado pela autora.

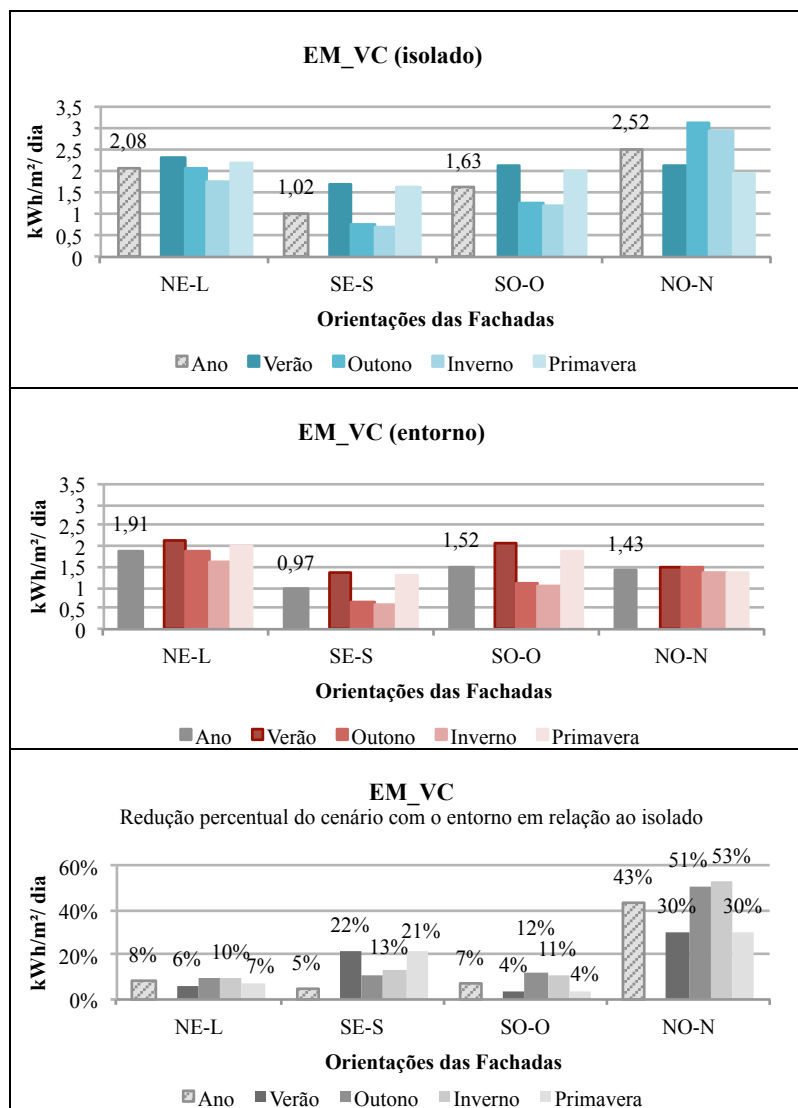
Os maiores percentuais de redução dos níveis de irradiação solar também estão na orientação NO-N. Na simulação com entorno, a média anual de irradiação solar foi 43% menor do que no cenário isolado. O outono e o inverno, com melhores desempenhos no cenário

isolado, apresentaram uma redução percentual maior do que 50% na situação com o entorno.

A redução da média diária de irradiação solar, no cenário com entorno, para a fachada SE-S ocorre com mais relevância no verão e primavera, respectivamente, 22% e 21%. Nas demais orientações, a redução percentual anual do cenário com o entorno em relação ao isolado foi inferior a 10%, ou seja, os resultados apresentados demonstram que as obstruções dessas fachadas não interferem significativamente na irradiação solar.

Nas outras duas fachadas (NE-L e SO-O), a redução percentual anual da irradiação solar na simulação com o entorno em relação à isolada não atingiu 10%; a orientação NE-L foi a fachada com menor interferência do entorno, alcançando nesse cenário os melhores resultados para todo o ano.

Figura 62 - Gráfico das médias diárias (kWh/m<sup>2</sup>/dia) por estações do ano das simulações realizadas no plano vertical (fachadas) do EM\_VC para o cenário isolado e o com entorno

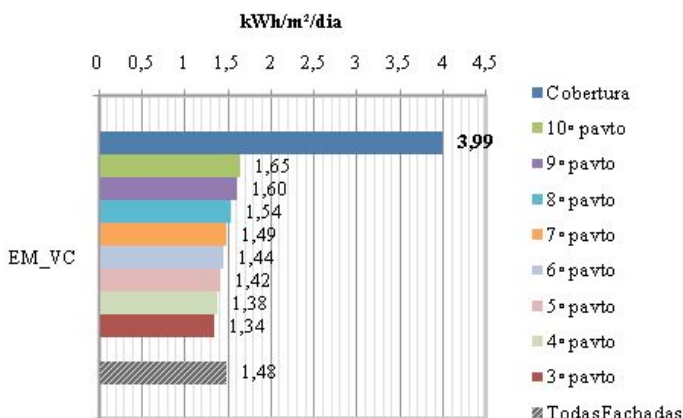


Fonte: Elaborado pela autora.

A análise da irradiação por pavimento, no cenário urbano edificado, torna-se mais relevante à medida que aumentam os números

de pavimentos de uma edificação. Nesse estudo de caso, o aumento percentual da irradiação solar entre o primeiro e o último pavimento tipo foi de 23%, correspondendo aos seguintes resultados: 10.<sup>o</sup> pavimento com 1,65 kWh/m<sup>2</sup>/dia e o 3.<sup>o</sup> pavimento com 1,34 kWh/m<sup>2</sup>/dia. Entre os pavimentos, o aumento foi uniforme e gradativo, de forma geral, com o percentual de 3% entre andares. A simulação do plano vertical do 10.<sup>o</sup> pavimento, quando comparado com a cobertura (plano horizontal), apresentou uma redução em 58% da irradiação solar.

Figura 63 - Gráfico das médias diárias (kWh/m<sup>2</sup>/dia), por pavimento, das simulações realizadas com os pontos de análises no plano vertical (fachadas) do EM\_VC



Fonte: Elaborado pela autora.

No EM\_VC, com o entorno mais edificado, os resultados foram inferiores aos demais estudos de caso, porém, nesse contexto urbano, as fachadas laterais estão menos vulneráveis à alteração dos resultados de irradiação solar encontrados nas simulações.

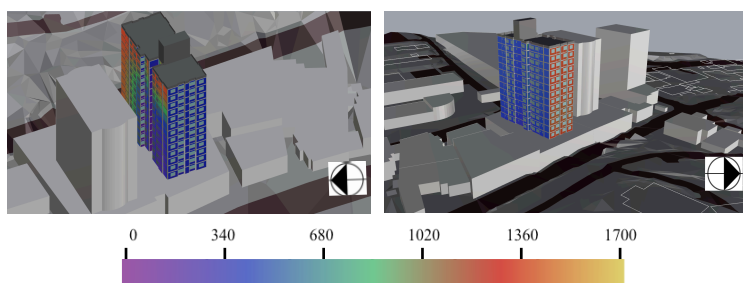
#### 4.1.4 Edificação Multifamiliar Villa Serena (EM\_VS)

A edificação EM\_VS está construída na Zona Comercial 1 (ZC1). Os índices construtivos desse terreno são: taxa de ocupação de 70% e coeficiente de aproveitamento de 2,4. O terreno é caracterizado como “meio de quadra”, ou seja, possui a testada frontal e posterior

direcionada para o logradouro. Apenas as duas fachadas laterais fazem divisas com outros terrenos.

A Figura 64 apresenta uma visão geral do cenário com entorno, e nas próximas seções são apresentados os resultados dessas simulações.

Figura 64 – Cenário urbano do EM\_VS na imagem gerada pelo *software Diva for Rhino*



Legenda: escala de cores do período de um ano em  $\text{kWh/m}^2$

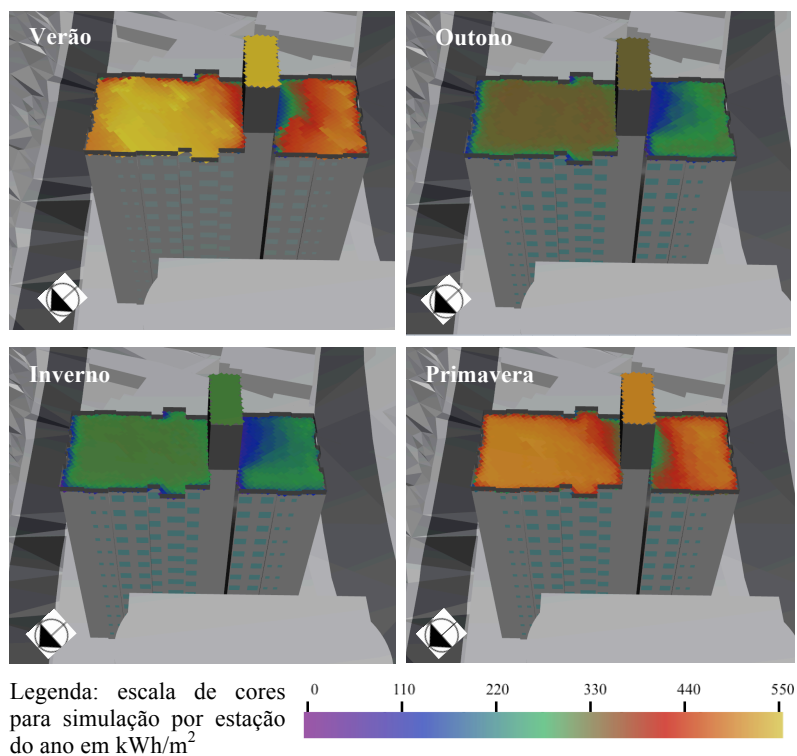
Fonte: Elaborada pela autora.

#### 4.1.4.1 Simulação da irradiação solar no plano horizontal (cobertura)

Os resultados das simulações do EM\_VS demonstraram que a cobertura com as malhas de pontos na horizontal recebeu uma média anual de  $1.476,43 \text{ kWh/m}^2$ , sendo  $272 \text{ kWh/m}^2$  e  $1.710 \text{ kWh/m}^2$  o nível mínimo e máximo de irradiação solar, respectivamente.

A Figura 65 apresenta o mapa de irradiação solar por estação do ano. Da mesma forma como nos estudos de caso anteriores, a redução dos níveis de irradiação ocorreu apenas nas áreas próximas ao volume da caixa d'água, resultado do autossombreamento. As edificações do entorno não interferiram nos resultados; a diferença da média anual de irradiação solar foi inferior a 0,5%.

Figura 65 – Mapa de irradiação solar do EM\_VS no plano horizontal (cobertura) por estação do ano

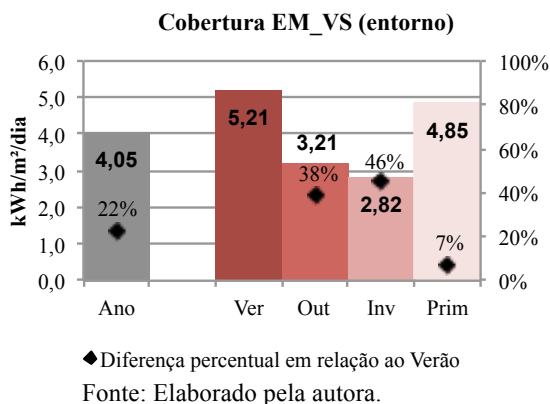


Fonte: Elaborado pela autora

As simulações por estações do ano apresentaram as médias diárias de irradiação solar maior no verão (5,21 kWh/m<sup>2</sup>/dia), seguido da primavera (4,85 kWh/m<sup>2</sup>/dia), outono (3,21 kWh/m<sup>2</sup>/dia) e inverno (2,82 kWh/m<sup>2</sup>/dia). A Figura 66 apresenta os dados encontrados para a cobertura com o percentual de redução da irradiação solar em relação ao verão.



Figura 66 - Gráfico das médias diárias de irradiação solar (kWh/m<sup>2</sup>/dia) anual e por estações do ano no cenário com entorno, referente às simulações realizadas no plano horizontal (cobertura) no EM\_VS



#### 4.1.4.2 Simulação da irradiação solar no plano vertical (fachadas)

A média diária para todas as fachadas na simulação anual foi de 590,45 kWh/m<sup>2</sup>, com a irradiação mínima de 52 kWh/m<sup>2</sup> e a máxima de 1.029 kWh/m<sup>2</sup>.

A fachada frontal, com orientação S-SO, não possui obstruções e, mesmo assim, obteve a menor irradiação solar, inferior à média anual de todas as fachadas, apenas 409,57 kWh/m<sup>2</sup>.

A orientação O-NO corresponde à fachada com obstrução solar. Essa obstrução é ocasionada pelo edifício com dez pavimentos tipo construído no terreno limítrofe. A média anual da simulação foi de 588,40 kWh/m<sup>2</sup>.

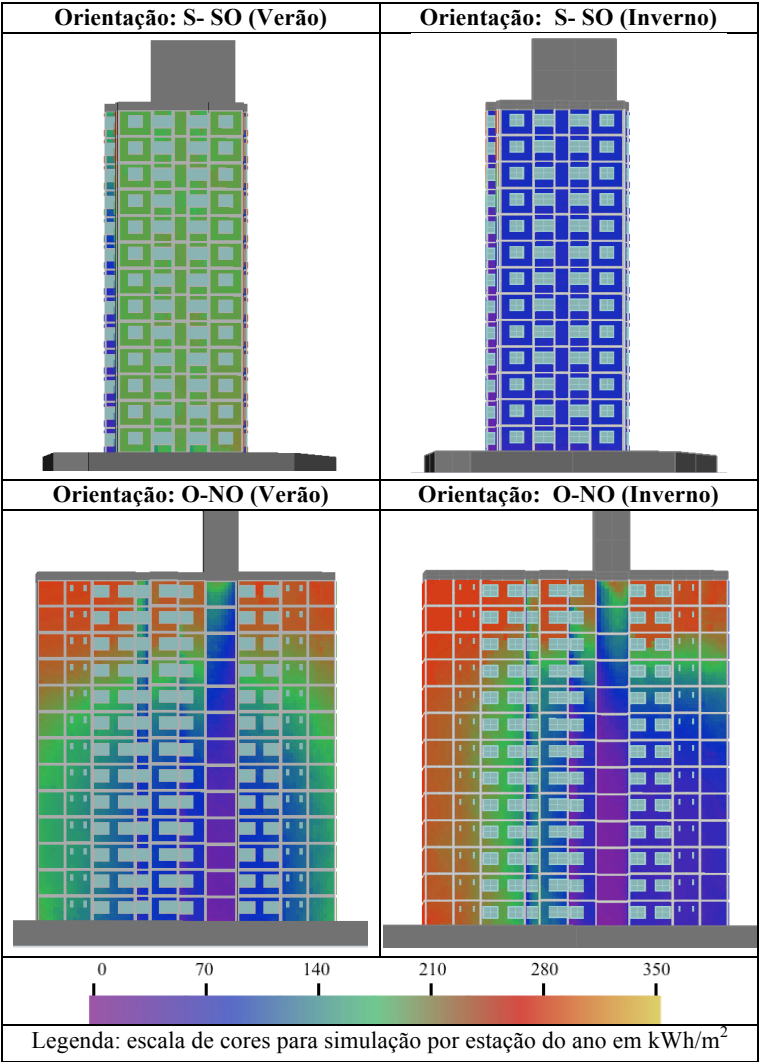
Na orientação L-SE, o resultado encontrado foi de 644,70 kWh/m<sup>2</sup> por ano. O terreno adjacente a essa fachada possui uma construção com apenas dois andares e não foi considerado como uma obstrução ao acesso solar.

A fachada N-NE (fachada posterior) apresentou o melhor desempenho (745,76 kWh/m<sup>2</sup>). Essa orientação também faz divisa com o logradouro e não possui edificação construída oposta a essa fachada. O morro existente foi modelado e também simulado com o entorno construído, mas não foi identificado como obstrução relevante.

Os resultados das simulações, incluindo todo o plano vertical, por média sazonal, foram os seguintes: verão com 1,94 kWh/m<sup>2</sup>/dia,

outono com 1,43 kWh/m<sup>2</sup>/dia, inverno com 1,29 kWh/m<sup>2</sup>/dia e primavera com 1,82 kWh/m<sup>2</sup>/dia. Os mapas de irradiação solar, por orientação, para verão e inverno estão na Figuras 67 e 68.

Figura 67 - Mapa de irradiação solar do EM\_VS, da média por período de verão e inverno, no plano vertical das fachadas S-SO e O-NO

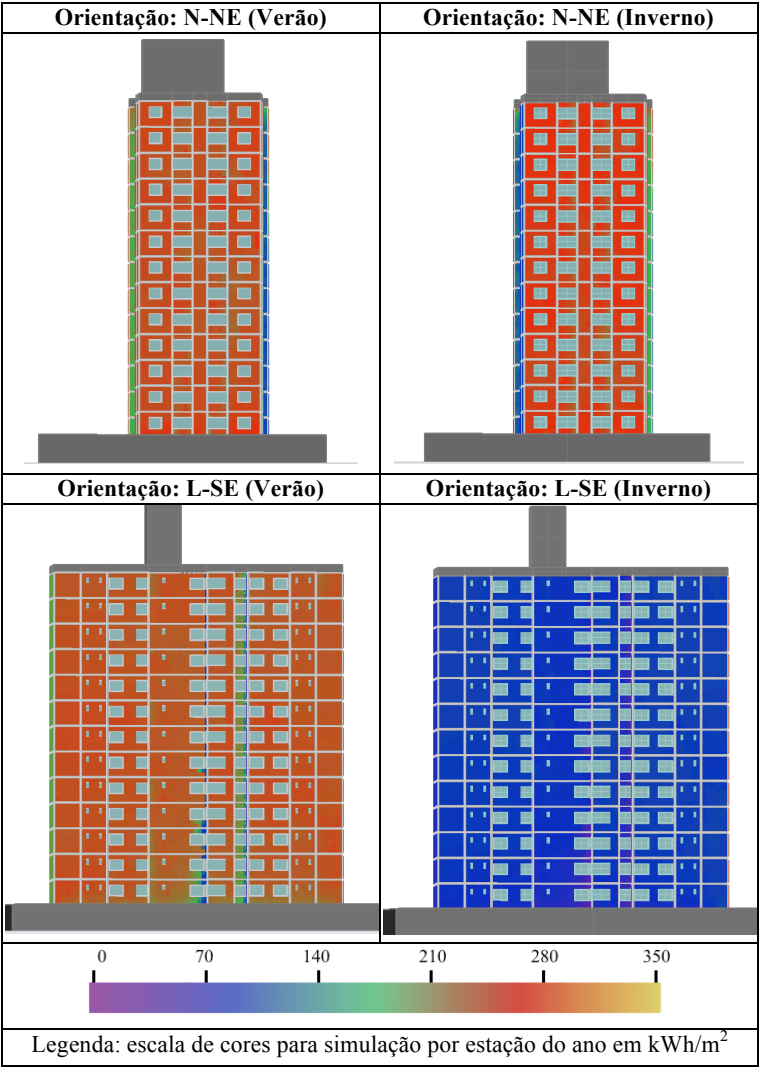


Fonte: Elaborado pela autora

A fachada com orientação S-SO obteve no outono 0,7 kWh/m<sup>2</sup>/dia e no inverno, 0,65 kWh/m<sup>2</sup>/dia, na primavera, 1,55 kWh/m<sup>2</sup>/dia e no verão, 1,6 kWh/m<sup>2</sup>/dia. Ou seja, essa orientação, em praticamente 50% dos dias do ano, recebe irradiação com níveis inferiores a 0,8 kWh/m<sup>2</sup>/dia.

A simulação com o cenário isolado comprovou que a fachada S-SO é a orientação mais desfavorável deste estudo de caso. Todas as médias diárias (ano ou por estação) apresentaram resultados inferiores às demais orientações. A interferência do entorno contribuiu para uma redução da irradiação solar entre 8% e 18%, dependendo do período analisado.

Figura 68 – Mapa de irradiação solar do EM\_VS, da média por período de verão e inverno, no plano vertical das fachadas N-NE e L-SE



Fonte: Elaborado pela autora.

O prédio externo, adjacente à fachada O-NO, apesar de possuir dimensões menores do que o EM\_VS, produz um sombreamento significativo, com uma redução de irradiação solar aproximada de

34% nessa fachada. O comportamento dessa fachada durante o ano todo foi uniforme; entre os resultados das quatro estações a variação foi menor do que 10%.

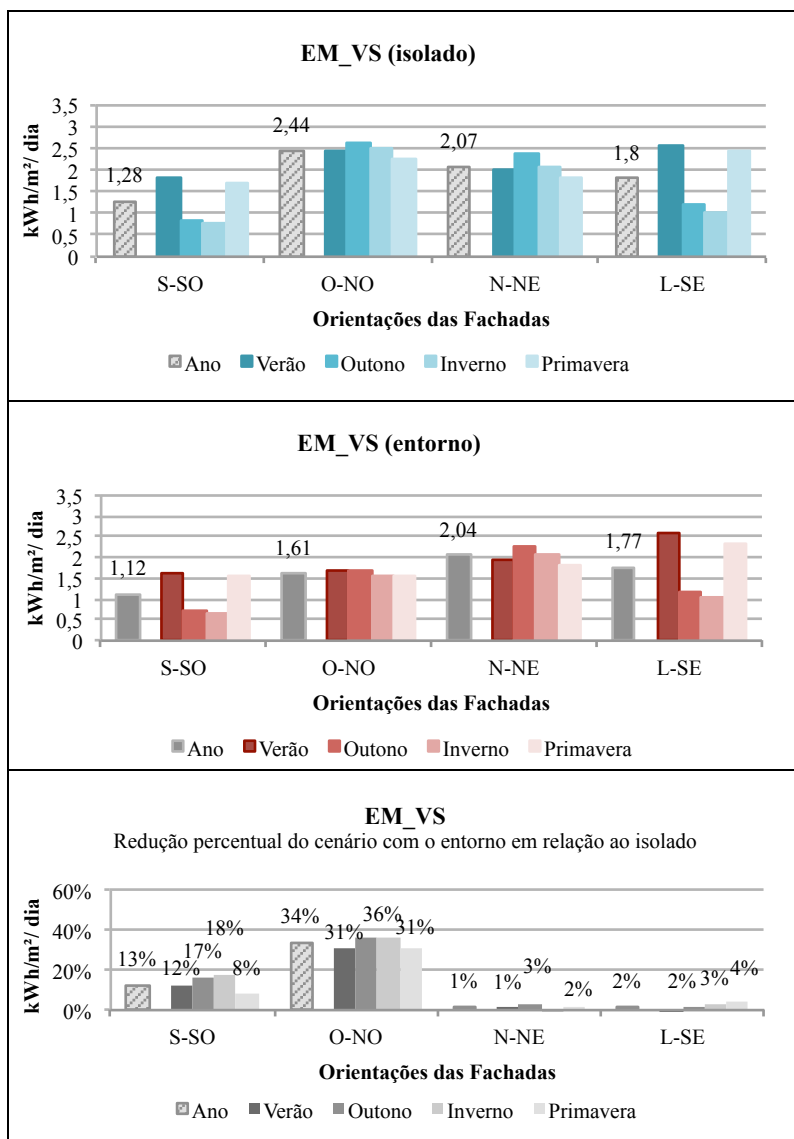
A fachada posterior, com orientação N-NE, até o momento da elaboração desta pesquisa, não possui obstrução. A diferença percentual anual entre o cenário isolado e o entorno corresponde aproximadamente a 1%, ou seja, diferença desprezível. Nessa orientação, no cenário simulado com o entorno, os níveis de irradiação permaneceram praticamente constantes em todas as estações do ano, com as seguintes médias diárias: outono ( $2,29 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ ) e inverno ( $2,07 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ ) com os maiores valores de irradiação, seguidos do verão ( $1,97 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ ) e a primavera ( $1,81 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ ).

Esse resultado torna a fachada com orientação N-NE muito apropriada para aplicação dos painéis fotovoltaicos. Nessa edificação, essa fachada (posterior) está posicionada junto a uma via de veículos, e esse recuo maior assegura o afastamento de uma nova construção e, consequentemente, garante à fachada o acesso solar com menor possibilidade de obstruções.

A fachada L-SE foi a que resultou no segundo melhor desempenho. No cenário isolado e com entorno, os resultados podem ser considerados, também, desprezíveis, menos de 2% na média anual. O verão, com a média de  $2,56 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ , e a primavera, com valores de  $2,33 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ , foram os melhores resultados, inclusive de todas as simulações dessa edificação no plano vertical. O outono ( $1,18 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ ) e o inverno ( $1,01 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ ), quando comparado com o verão, apresentaram as médias diárias de irradiação solar inferiores a 50%. A orientação L-SE, até o momento, não possui nenhuma edificação construída adjacente a essa fachada. Porém os índices construtivos possibilitam a construção de uma edificação maior do que a existente, consequentemente, os níveis de irradiação solar resultantes das simulações podem ser reduzidos.

Os resultados das médias diárias das simulações nas fachadas assim como a comparação do cenário isolado e com entorno estão no gráfico da Figura 69.

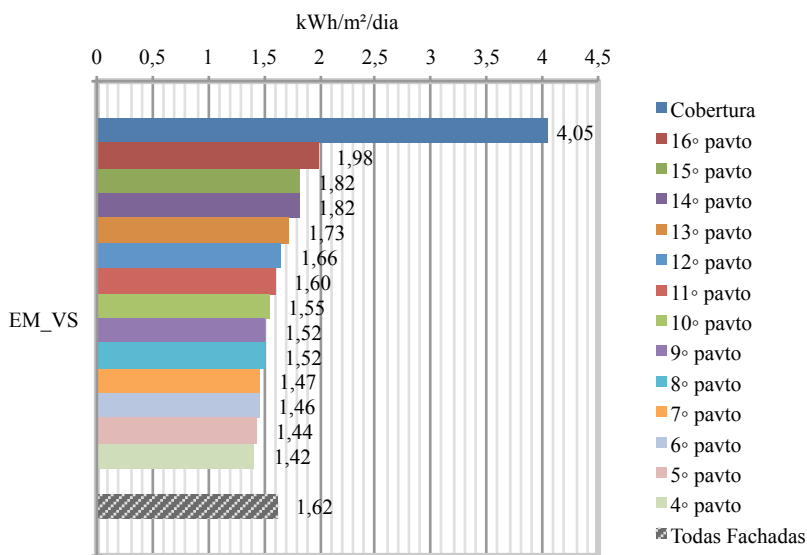
Figura 69 - Gráfico das médias diárias (kWh/m<sup>2</sup>/dia) por estações do ano das simulações realizadas no plano vertical (fachadas) do EM\_VS para o cenário isolado e o com entorno



Fonte: Elaborado pela autora.

Com treze pavimentos tipo, o EM\_VS apresentou uma variação entre os andares de, no máximo, 5% da média diária de irradiação solar no plano vertical. O primeiro pavimento tipo, correspondente ao 4.º andar, obteve a média diária de irradiação solar de 1,42 kWh/m<sup>2</sup>/dia, e o 16.º andar obteve a média de 1,98 kWh/m<sup>2</sup>/dia, aumento de aproximadamente 39%. Essa diferença percentual é consequência de um melhor acesso solar nos pavimentos superiores (Figura 70). Mesmo com a melhor média, a irradiação solar do 16.º andar representa apenas 50% dos valores encontrados para a cobertura.

Figura 70 - Gráfico das médias diárias (kWh/m<sup>2</sup>/dia) por pavimento das simulações realizadas com os pontos de análise no plano vertical (fachadas) no EM\_VS



Fonte: Elaborado pela autora.

## 4.2 COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS COM O “SISTEMA DE 2 kWp”

Esta seção apresenta os resultados das simulações de irradiação solar, no plano inclinado dos painéis fotovoltaicos, do Sistema de 2 kWp. A Figura 71 apresenta a edificação com os painéis fotovoltaicos e, em destaque, a localização dos sensores que fazem a medição da irradiação solar horizontal e no plano inclinado.

Os valores de irradiação encontrados na simulação, foram confrontados diretamente com os dados medidos no ano de 2010 a 2012. No período de 2010 e 2011, os valores foram coletados por dois piranômetros do fabricante Matrix e duas células de referência do fabricante SMA, modelo Sunny Sensor. No ano de 2012, os valores foram medidos pelo piranômetro de termopilha CMP3, do fabricante Kipp&Zonen (NASCIMENTO, 2013).

Figura 71 - Fotografia do Sistema de 2 kWp e dos sensores que fazem a medição da irradiação solar



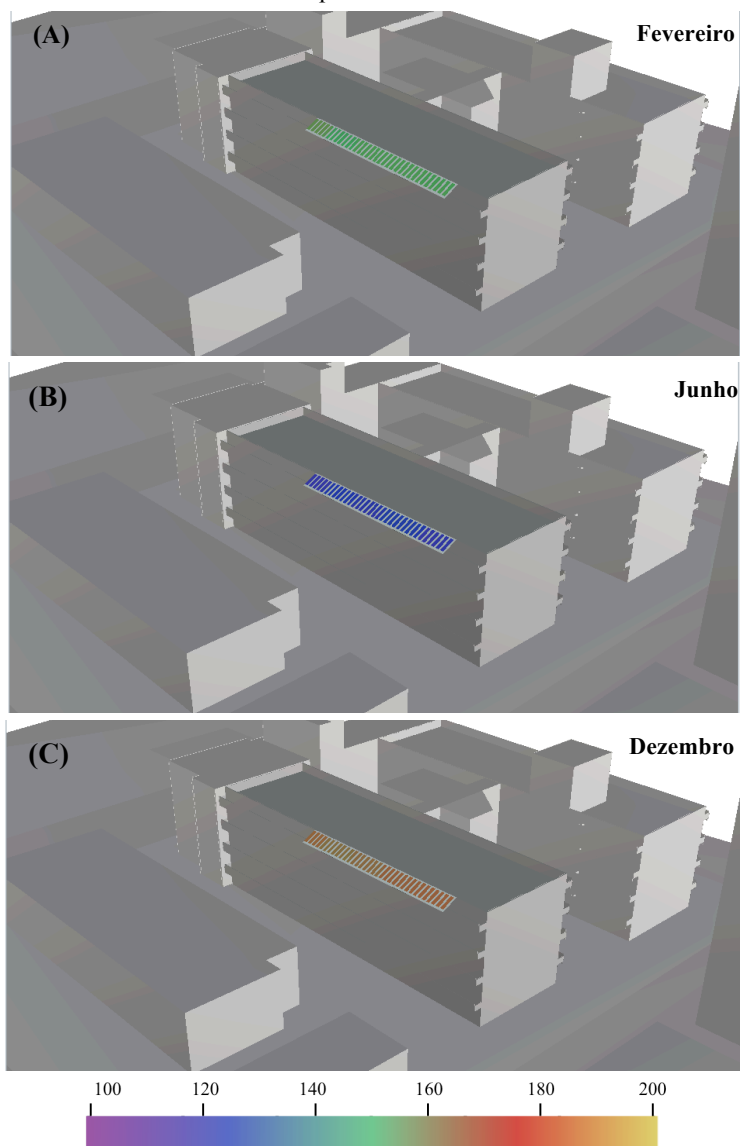
Fonte: Elaborado pela autora. Fotografia de 03/12/2013.

As simulações foram realizadas com o arquivo climático SWERA e seguiram as mesmas etapas dos estudos de caso. A exceção ocorreu para a tabulação dos resultados, pois nas simulações do Sistema de 2kWp, estes foram tabulados por médias mensais, enquanto nas demais simulações, os resultados foram apresentados por médias diárias, sazonais e anuais.

A Figura 72 apresenta o mapa de irradiação solar projetado no plano inclinado das placas fotovoltaicas existentes na edificação. A escala de cores compreende de 100 a 200 kWh/m<sup>2</sup> e representa a média mensal de fevereiro (A), junho (B) e dezembro (C).



Figura 72 - Mapa de irradiação solar anual no plano inclinado das placas fotovoltaicas do Sistema de 2 kWp



Legenda: escala de cores do período de um mês em  $\text{kWh/m}^2$

Fonte: Elaborado pela autora.

Os valores mensais obtidos na simulação no *Diva for Rhino* encontram-se na Tabela 9 junto com os dados extraídos das medições.

No histórico dos quinze anos, Nascimento (2013) verificou que a variação entre anos (interanual) da irradiação solar medida no plano inclinado do sistema fotovoltaico atingiu uma média de 10,6%. A variação percentual entre a média anual da irradiação solar do ano de 2012 e o valor simulado foi inferior a 7%.

O mês de outubro destacou-se na simulação, pois apresentou valor 36% maior do que o mesmo mês nos dados de medição do ano de 2012. Porém, ao comparar os valores medidos entre o ano de 2011 e 2012, os meses de março e agosto apresentam uma variação percentual superior.

A simulação apresentou variação percentual inferior a 10%, em oito meses do ano, quando comparada apenas com os meses do ano de 2012. O mês de fevereiro foi o que apresentou a menor variação. Nos demais meses, os valores da irradiação solar simulado no *Diva* variaram entre 12% e 15% dos mesmos meses do ano de 2012.

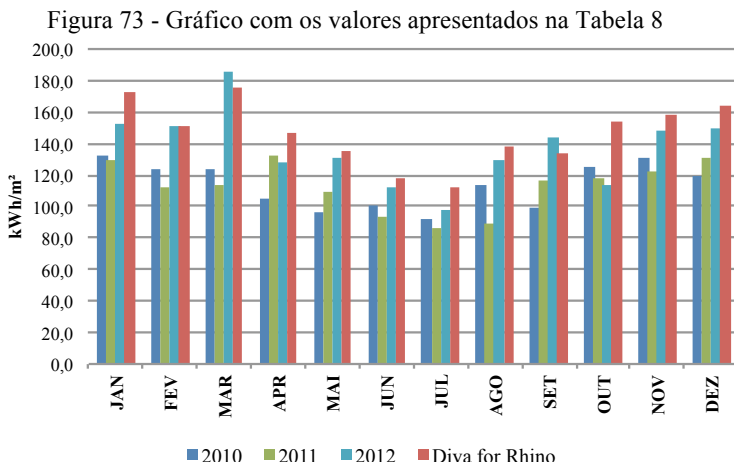
Tabela 8 - Valores medidos do Sistema 2 kWp para os anos de 2010, 2011 (SANTOS, 2013) e 2012 (NASCIMENTO, 2013) e valores simulados no *Diva for Rhino*

		Irradiação solar em kWh/m <sup>2</sup>											
Mês		JAN	FEV	MAR	APR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Ano	2010	132,0	124,1	123,3	105,5	96,8	100,5	91,6	113,5	99,5	124,6	130,5	119,0
	2011	129,2	112,0	114,3	131,8	110,0	93,6	85,8	88,9	117,1	117,7	122,7	130,5
	2012	153,2	150,6	185,6	128,2	130,9	112,6	98,5	128,9	144,5	113,0	148,2	149,0
DIVA		172,1	150,7	175,2	147,2	134,8	117,8	112,7	137,6	133,3	154,1	157,7	163,8

Fonte: Dados adaptados de Santos (2013) e Nascimento (2013).

De acordo com a comparação entre o ano de 2010 e 2011, os meses de abril, agosto e setembro variaram entre 18% e 25% nos valores medidos, totalizando uma média de diferença mensal de aproximadamente 10%. Comparando os valores entre 2011 e 2012, essa média aumenta para aproximadamente 23%, destaque para os valores muito expressivos no mês de fevereiro, março e agosto (Figura 73).

As células de referência e os piranômetros possuem imprecisão, e, de acordo com Nascimento (2013), para as medições dos anos descritos neste trabalho, a imprecisão máxima está entre 8% e 10%.



Fonte: Elaborado pela autora com dados próprios e dados adaptados de Santos (2013) e Nascimento (2013).

As diferenças de valores também podem ter sido ocasionadas pela delimitação do entorno, restrita às edificações imediatas do *Campus* da UFSC. Outra pesquisa que identificou a possível interferência do relevo foi a de Zomer (2014), quando comparou a projeção real do sombreamento de uma maquete física, instalada sobre a cobertura do mesmo edifício em que está instalado o Sistema de 2kWp e a maquete computacional no programa Ecotect. Os morros (Figura 74) que bloquearam os raios solares no dia do experimento (02/06/2014), às 17 horas, não estavam presentes na simulação computacional e, conseqüentemente, não projetaram sombra na maquete eletrônica.

Figura 74 - Fotografia do entorno do prédio da Engenharia Mecânica na UFSC onde está localizado o Sistema de 2 kWp

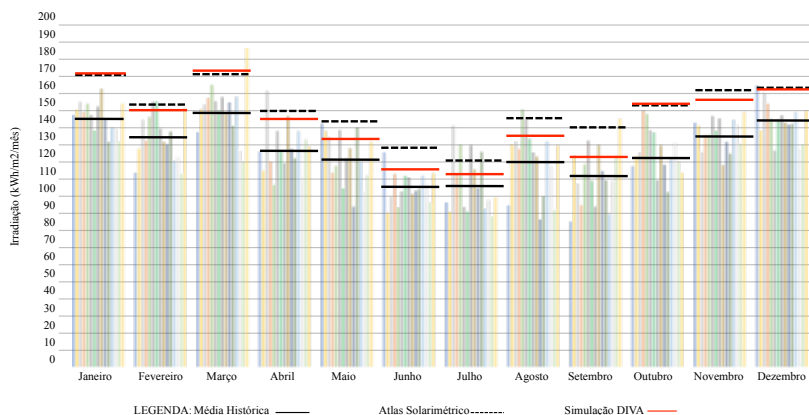


Fonte: Elaborado pela autora. Fotografia de 03/12/2013.

A Figura 75, adaptada de Nascimento (2013), apresenta os valores encontrados na simulação com o DIVA através das linhas horizontais em vermelho. As linhas horizontais contínuas em preto representam as médias históricas mensais das medições, e as linhas tracejadas (cor preta) representam a expectativa do Atlas Solarimétrico. Em alguns meses, como janeiro, fevereiro, março, abril e outubro, os valores simulados ficaram muito próximos à expectativa de irradiação solar para o plano inclinado fornecida pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar. Nos demais meses, os valores resultantes da simulação do Diva encontraram-se entre as médias medidas ao longo dos 15 anos e a expectativa do Atlas.

Conforme as informações apresentadas e comparando apenas os valores da média mensal entre 2012 e o simulado pelo DIVA, no qual a variação da média anual foi de 6,92%, considera-se que este trabalho possui um método replicável e com resultados coesos, pois, além da variação interanual ser abaixo da média estimada de 10,6%, o percentual de variação de valores encontram-se entre os dados médios dos 15 anos de operação e a expectativa da irradiação solar para o plano inclinado fornecido pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar.

Figura 75 - Ilustração adaptada de Nascimento (2013), referente ao “Sistema de 2 kWp”, com a irradiação solar mensal medida entre 1997 a 2012



Fonte: Imagem adaptada de Nascimento (2013).

Nota: Barras na horizontal na cor vermelha representam os valores encontrados na simulação no DIVA para a média mensal da irradiação solar. Barras pretas tracejadas na horizontal representam a expectativa do Atlas Solarimétrico, e barras pretas contínuas na horizontal representam as médias históricas para cada mês do ano.

### 4.3 QUANTIFICAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O potencial de geração de energia elétrica foi avaliado em duas etapas: a primeira, para atendimento a todo o consumo estimado de energia da edificação, e a segunda, de acordo com a seleção de níveis mínimos de irradiação solar incidente nas superfícies.

#### 4.3.1 Produtividade do sistema fotovoltaico aplicado sobre a área disponível

A produtividade do sistema fotovoltaico (*yield*) foi calculada por estudo de caso, e quantificou-se a produção de energia elétrica (kWh) por potência instalada (kWp) no período de um ano. Analisaram-se os valores encontrados para as coberturas e para as fachadas de forma a atender, nessa primeira etapa, a todo o consumo estimado de energia da edificação. Nas edificações multifamiliares, como o consumo foi calculado também por pavimento, foi possível identificar a produtividade do sistema por andar isolado.

Nascimento (2013) descreveu que a média da produtividade do “Sistema de 2 kWp”, nos 15 anos avaliados, foi de 1.126 kWh/kWp, sendo o menor valor de 1.072 kWh/kWp, e o maior, de 1.205 kWh/kWp. O valor médio desse sistema serviu de base comparativa da produtividade, do plano horizontal, dos estudos de caso avaliados nesta pesquisa.

##### 4.3.1.1 CASA

A produtividade da edificação residência unifamiliar, a partir dos valores do potencial fotovoltaico e da geração de energia elétrica, foi calculada e resultou nos seguintes valores: *yield* de 999,36 kWh/kWp para a cobertura e *yield* de 437,76 kWh/kWp para as fachadas, ambos gerando a mesma energia elétrica para atender ao consumo estimado de 500kWh/mês.

A Tabela 9 apresenta uma coluna com a área estimada necessária para a instalação do  $P_{FV}$  previsto e uma outra coluna com a área disponível na envoltória para essa instalação. Os cálculos foram realizados conforme apresentados no Método (Capítulo 3).

Tabela 9 - Estudo de caso CASA: valores calculados de produtividade de acordo com a média diária de irradiação solar resultante da simulação no DIVA

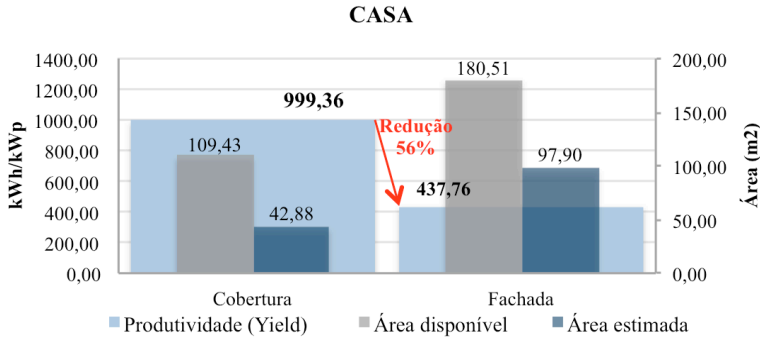
Edificação	Local de aplicação	Geração kWh/mes	Irradiação kWh/m2/dia	P <sub>FV</sub> (kWp)	Área estimada (m <sup>2</sup> )	Área disponível (m <sup>2</sup> )	Yield kWh/kWp
CASA	Cobertura	500	3,47	6,00	42,88	109,43	999,36
	Fachada		1,52	13,71	97,90	180,51	437,76

Fonte: Elaborada pela autora.

A Figura 76 apresenta um gráfico comparativo da produtividade do sistema em relação à área estimada para a instalação do P<sub>FV</sub> previsto e à área disponível da edificação CASA. No plano da cobertura ou no plano das fachadas, esse estudo de caso possui áreas suficientes para instalação do P<sub>FV</sub> calculado de forma a suprir 100% da demanda de energia.

A produtividade do plano vertical, este representado pelas fachadas da CASA, resultou em valor 56% inferior ao plano horizontal. A redução é esperada, pois o plano vertical recebe menos irradiação solar e necessita de aproximadamente duas vezes mais potência fotovoltaica para a mesma geração de energia elétrica, quando comparada ao plano horizontal. Considera-se também, nessa redução, as várias reentrâncias do projeto arquitetônico, ocasionando o autossombreamento e, dessa forma, contribuindo para a redução do *yield*.

Figura 76 – Gráfico comparativo da produtividade do sistema fotovoltaico com a área disponível e a área estimada do estudo de caso CASA



Fonte: Elaborado pela autora.

Os valores de produtividade encontrados para a cobertura da CASA foram aproximadamente 11% menor do que o valor da produtividade anual de 1.126,00 kWh/kWp encontrados na medição do “Sistema de 2 kWp”. Essa diferença ocorreu porque a análise da cobertura da CASA foi no plano horizontal, sem considerar inclinação, e também devido ao sombreamento ocasionado pelas platibandas e volume da caixa d’água.

De acordo com os resultados, a edificação residencial unifamiliar possui área suficiente para geração de energia fotovoltaica, com maior produtividade, no plano horizontal. Nesse caso, não existe a necessidade de aplicação de painéis no plano vertical sobre as fachadas.

#### 4.3.1.2 EM\_RI

No estudo de caso EM\_RI, a geração de energia elétrica estimada para atender a 100% da demanda é de 500kWh/mês por pavimento, totalizando para essa edificação um consumo de 1.500 kWh/mês. Na comparação do plano horizontal com o vertical, os valores encontrados do *yield* foram 1.088,64 kWh/kWp para a cobertura e 555,84 kWh/kWp para as fachadas, ambos para atender à geração de energia elétrica de 1.500,00 kWh/mês (Tabela 10).

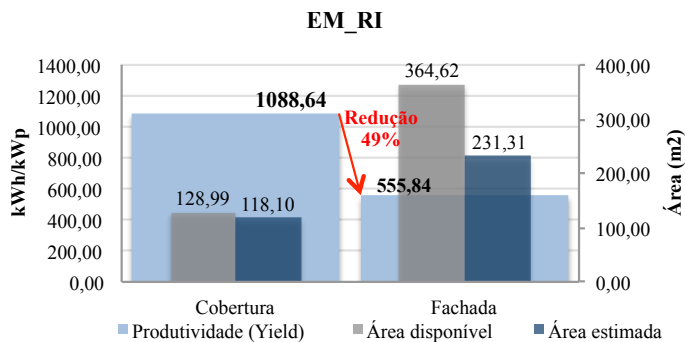
Tabela 10 - Estudo de caso EM\_RI: valores calculados de produtividade de acordo com a média diária de irradiação solar resultante da simulação no DIVA

Edificação	Local de aplicação	Geração kWh/mes	Irradiação kWh/m <sup>2</sup> /dia	P <sub>FV</sub> (kWp)	Área estimada (m <sup>2</sup> )	Área disponível (m <sup>2</sup> )	Yield kWh/kWp
EM_RI	Cobertura	1500	3,78	16,53	118,10	128,99	1088,64
	Fachada		1,93	32,38	231,31	364,62	555,84
		500 por pavto	2,04	10,21	72,95	121,54	587,52
			1,96	10,63	75,92	121,54	564,48
			1,89	11,02	78,74	121,54	544,32

Fonte: Elaborada pela autora.

O EM\_RI, apesar de multifamiliar, possui uma cobertura com área suficiente para atender a 100% do consumo, tornando-a o local apropriado para essa geração (Figura 77).

Figura 77 – Gráfico comparativo da produtividade do sistema fotovoltaico com a área disponível e a área estimada do estudo de caso EM\_RI



Fonte: Elaborado pela autora.

Para esse estudo de caso, a produtividade do sistema fotovoltaico, quando aplicado em uma superfície vertical, reduz em aproximadamente 49%, comparando-a com o plano horizontal. Entre os três pavimentos, a variação da produtividade é pequena, inferior a 4%, resultado de uma localização em uma zona urbana pouco adensada.

A produtividade da cobertura do EM\_RI foi apenas 3% menor do que o valor da média da produtividade anual do “Sistema de 2 kWp”. Com esse resultado, pode-se considerar essa área com um bom desempenho para receber a instalação dos painéis fotovoltaicos.

#### 4.3.1.3 EM\_VC

O consumo mensal por pavimento no EM\_VC foi estimado em 1.000 kWh/m<sup>2</sup>, totalizando 8.000 kWh/m<sup>2</sup> para a toda edificação. A Tabela 11 apresenta o resumo dos valores calculados para esse estudo de caso.



Tabela 11 - Estudo de caso EM\_VC: valores calculados de produtividade de acordo com a média diária de irradiação solar resultante da simulação no DIVA

Edificação	Local de aplicação	Geração kWh/mes	Irradiação kWh/m <sup>2</sup> /dia	P <sub>FV</sub> (kWp)	Área estimada (m <sup>2</sup> )	Área disponível (m <sup>2</sup> )	Yield kWh/kWp
EM_VC	Cobertura	8000	3,99	83,54	596,73	289,82	1149,12
	Fachada		1,48	225,23	1608,75	1594,40	426,24
pavimento	10	1000 por pavto	1,65	25,25	180,38	199,30	475,2
	9		1,60	26,04	186,01	199,30	460,8
	8		1,54	27,06	193,26	199,30	443,52
	7		1,49	27,96	199,74	199,30	429,12
	6		1,44	28,94	206,68	199,30	414,72
	5		1,42	29,34	209,59	199,30	408,96
	4		1,38	30,19	215,67	199,30	397,44
	3		1,34	31,09	222,10	199,30	385,92

Fonte: Elaborada pela autora.

As fachadas apresentaram uma produtividade de 426,24 kWh/kWp, uma diferença significativa de 63% em comparação com a cobertura (1.149,12 kWh/kWp). Para gerar os mesmos 8.000 kWh/mês, a potência fotovoltaica (P<sub>FV</sub>) do plano vertical precisa ser quase três vezes a calculada para a cobertura.

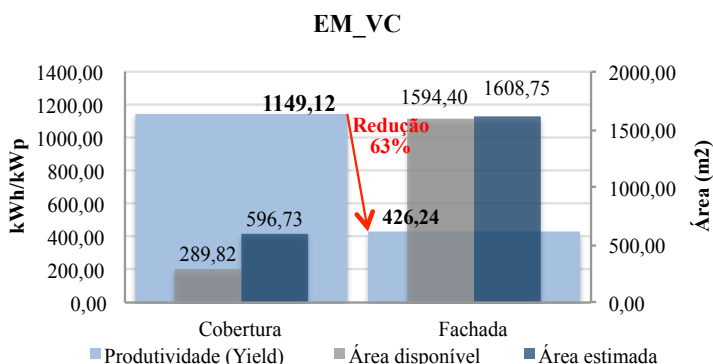
Na aplicação do sistema fotovoltaico por pavimento, identifica-se que, nos mais próximos da base (3.º ao 7.º), a área disponível para aplicação dos painéis fotovoltaicos não seria suficiente para atender ao P<sub>FV</sub> necessário para gerar por pavimento 1.000 kWh/m<sup>2</sup>. Os três pavimentos próximos à cobertura (8.º ao 10.º) possuem áreas disponíveis para receber os painéis fotovoltaicos e atender à demanda por pavimento.

Os resultados mostraram que a produtividade do sistema para o 3.º pavimento foi de apenas 385,92 kWh/kWp, com uma escala crescente, variando de 1% a 4%, até alcançar o valor de 475,20 kWh/kWp no 10.º pavimento.

Na cobertura, a produtividade calculada ultrapassou em 2% a média do “Sistema de 2kWp”, atingindo 1.149 kWh/kWp. Essa edificação possui uma superfície privilegiada na cobertura para a geração de energia elétrica, porém a área disponível na cobertura atenderia apenas a 49% do consumo estimado para o EM\_VC.

No caso do plano vertical, existe uma diferença entre a área estimada e a área disponível de aproximadamente 15 m<sup>2</sup>. Essa diferença foi desconsiderada, pois representa menos de 1% do total da área vertical existente (1.875,76 m<sup>2</sup>). Dessa forma, foi considerado que o plano das fachadas possui área suficiente para atender ao consumo total do edifício, porém observa-se que a produtividade é muito baixa. A Figura 78 apresenta o gráfico comparativo das áreas e da produtividade de cada plano.

Figura 78 – Gráfico comparativo da produtividade do sistema fotovoltaico com a área disponível e a área estimada do estudo de caso EM\_VC



Esse edifício foi o que obteve a menor média anual de irradiação solar do plano vertical (540,74 kWh/m<sup>2</sup>/ano) dos estudos de caso multifamiliares e, conseqüentemente, refletiu na menor média da produtividade do sistema nesse plano. As obstruções existentes no entorno e as reentrâncias desse projeto foram fatores que contribuíram para esses resultados.

#### 4.3.1.4 EM\_VS

A maior edificação analisada EM\_VS obteve os seguintes valores de produtividade: *yield* de 1.166,40 kWh/kWp para a cobertura e 466,56 kWh/kWp para as fachadas (Tabela 12).

A cobertura do EM\_VS, de acordo com a estimativa dos valores encontrados, é a que gera mais energia elétrica por unidade de

potência a ser instalada, quando comparada com os outros três estudos de caso.

Tabela 12 - Estudo de caso EM\_VS: valores calculados de produtividade de acordo com a média diária de irradiação solar resultante da simulação no DIVA

Edificação	Local de aplicação	Geração kWh/mes	Irradiação kWh/m <sup>2</sup> /dia	P <sub>FV</sub> (kWp)	Área estimada (m <sup>2</sup> )	Área disponível (m <sup>2</sup> )	Yield (kWh/kWp)
EM_VS	Cobertura	16250	4,05	167,18	1194,15	446,09	1166,40
	Fachada		1,62	417,95	2985,36	5594,39	466,56
pavimento	16	1250 por pavto	1,98	26,30	187,89	430,34	570,24
	15		1,89	27,56	196,84	430,34	544,32
	14		1,82	28,62	204,41	430,34	524,16
	13		1,73	30,11	215,04	430,34	498,24
	12		1,66	31,38	224,11	430,34	478,08
	11		1,60	32,55	232,51	430,34	460,80
	10		1,55	33,60	240,02	430,34	446,40
	9		1,52	34,27	244,75	430,34	437,76
	8		1,49	34,96	249,68	430,34	429,12
	7		1,47	35,43	253,08	430,34	423,36
	6		1,46	35,67	254,81	430,34	420,48
	5		1,44	36,17	258,35	430,34	414,72
	4		1,42	36,68	261,99	430,34	408,96

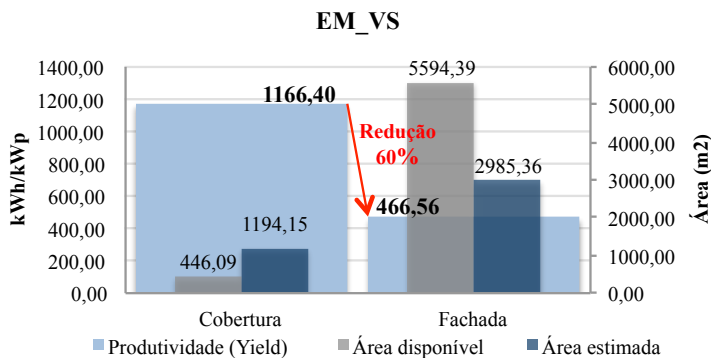
Fonte: Elaborada pela autora.

A produtividade da cobertura também foi um pouco superior à média dos quinze anos do “Sistema de 2kWp”. O valor da produtividade calculado foi de 1.166,40 kWh/kWp, portanto a área existente de apenas 446,09 m<sup>2</sup> não atenderia à área estimada (1.194,15 m<sup>2</sup>) para instalação da P<sub>FV</sub>, para atender à proposta inicial de 100% do consumo.

Esse estudo de caso comportou-se da mesma forma dos demais em relação à produtividade analisada por pavimento, com os andares próximos da base com valores menores, e aumentando, em escala crescente, até o pavimento mais próximo da cobertura. A variação do aumento do 4.º para o 16.º pavimento tipo foi 39%. A média de todos os pavimentos foi de 466,56 kWh/kWp para atender à geração de energia elétrica de 16.250 kWh/mês. A área estimada para essa instalação é de 2.985,36 m<sup>2</sup>, metragem menor do que a área

disponível. Portanto, nessas condições, o espaço existente atenderia à demanda de geração de energia (Figura 79).

Figura 79 – Gráfico comparativo da produtividade do sistema fotovoltaico com a área disponível e a área estimada do estudo de caso EM\_VS



Nessa edificação, o plano vertical necessita de aproximadamente 2,5 vezes mais potência fotovoltaica a ser instalada do que no plano horizontal, para a mesma geração de energia elétrica. E com isso, necessita também de um investimento financeiro maior, como será apresentado na próxima seção (4.3.2).

Observa-se, com esses estudos de caso, que as edificações mais verticalizadas passam a ter uma área proporcionalmente menor no plano horizontal. Com isso, as áreas com maiores níveis de irradiação solar nos centros urbanos podem não ser suficientes para atender às demandas dessas edificações. Por isso, torna-se relevante o levantamento das superfícies no plano vertical que possuem melhores níveis de irradiação solar, para obter a geração de energia elétrica desejável.

#### 4.3.2 Avaliação inicial do investimento financeiro do sistema fotovoltaico

O cálculo do investimento financeiro inicial do sistema fotovoltaico para cada estudo de caso foi baseado nos valores descritos na Seção 3.4.4 do Método. Da mesma forma como foi empregado no cálculo da produtividade, o objetivo nessa etapa é

calcular o custo do sistema fotovoltaico para atender ao consumo total estimado de energia da edificação.

A Seção 4.3.1, ao tratar da “produtividade”, avaliou, para cada estudo de caso, se a área existente, tanto na horizontal como na vertical, para instalação da potência calculada, era suficiente para atender à área estimada do sistema fotovoltaico de forma a suprir 100% do consumo estimado de energia. O resultado foi que, no plano horizontal, apenas as coberturas da CASA e do EM\_RI eram suficientes, e, no plano vertical, todas as fachadas dos estudos de caso.

De acordo com o cenário encontrado, os cálculos dos investimentos financeiros do sistema fotovoltaico para os estudos de caso CASA e do EM\_RI foram realizados, separadamente, para a cobertura e para a fachada. Os valores estão apresentados na Tabela 13.

Os estudos de caso EM\_VC e o EM\_VS foram trabalhados com dois cenários. No primeiro, excluía a cobertura por não possuir área suficiente, calculou-se o valor de todo o sistema fotovoltaico instalado no plano vertical (fachadas). No segundo cenário sugerido para EM\_VC e EM\_VS, o sistema foi calculado em proporção de área, prioritariamente com a área existente na cobertura, pois é o local com maior potencial de geração de energia fotovoltaica e, posteriormente, complementando a geração do sistema no plano das fachadas (Tabela 13 e Tabela 14).

Tabela 13 - Resultados calculados do investimento e da economia do sistema fotovoltaico para CASA e EM\_RI

Edificação	Local de aplicação	Geração kWh/mes	P <sub>FV</sub> (kWp)	Área estimada (m <sup>2</sup> )	Investimento (R\$)	Economia Anual (R\$)	Tempo de equivalência
<b>CASA</b>	Cobertura	500	6,00	42,88	40.225,74	3.000,00	13 anos
	Fachada		13,71	97,90	91.831,14	3.000,00	31 anos
<b>EM_RI</b>	Cobertura	1500	16,53	118,10	110.780,42	9.000,00	12 anos
	Fachada		32,38	231,31	216.968,91	9.000,00	24 anos

Fonte: Elaborada pela autora.

A diferença de valores entre os planos horizontais e verticais, em reais (R\$), para instalar o sistema fotovoltaico com o fim de obter a mesma geração de energia é muito significativa. A CASA, para instalação na fachada, tem o custo do investimento 128% maior do que a cobertura. No EM\_RI, esse aumento é um pouco menor, corresponde a 96% do valor, em reais (R\$), da instalação na cobertura.

No estudo de caso EM\_VC, a previsão da instalação total do sistema nas fachadas de 225,23 kWp resultou em um investimento calculado de R\$ 1.509.009,01. No novo cenário sugerido, no qual foi feita a proporção para instalação do sistema nos dois planos, a distribuição analisada foi de 49% do sistema na cobertura e 51% instalados nas fachadas, correspondendo, aproximadamente, aos quatro pavimentos mais altos dessa edificação. Dessa forma, o valor atual do investimento foi calculado em R\$ 1.047.970,50, uma redução de 30% do valor do investimento apenas no plano vertical.

Tabela 14 - Resultados calculados do investimento e da economia do sistema fotovoltaico para EM\_VC

Edificação	Local de aplicação	Geração kWh/mes	P <sub>FV</sub> (kWp)	Área estimada (m <sup>2</sup> )	Investimento (R\$)	Economia Anual (R\$)	Tempo de equivalência
<b>EM_VC</b> total	Cobertura	8000	83,54	596,73	não atende		
	Fachada		225,23	1608,75	1.509.009,01	48.000,00	31 anos
<b>EM_VC</b> proporcional	Cobertura	3885,4	40,57	289,82	271.847,41	23.312,34	12 anos
	Fachada	4114,6	115,84	827,42	776.123,09	24.687,66	31 anos
				<b>Total</b>	<b>1.047.970,50</b>	<b>48.000,00</b>	<b>22 anos</b>

Fonte: Elaborada pela autora.

A maior edificação EM\_VS também possui o maior consumo de energia. Para atender à geração de 16.250 kWh/mês apenas na fachada, o valor calculado do investimento foi de R\$ 2.800.282,92. Com a distribuição do novo cenário, o percentual de 37% do sistema ficou na cobertura, fazendo uso de toda a área disponível calculada, e 63%, no plano vertical das fachadas, ocupando um pouco menos do que os cinco pavimentos mais altos. Essa opção reduz em 22% o investimento financeiro quando comparado com a aplicação apenas na fachada.

Tabela 15 – Resultados calculados do investimento e da economia do sistema fotovoltaico para EM\_VS

Edificação	Local de aplicação	Geração kWh/mes	P <sub>FV</sub> (kWp)	Área estimada (m <sup>2</sup> )	Investimento (R\$)	Economia Anual (R\$)	Tempo de equivalência
<b>EM_VS</b> total	Cobertura	16250	167,18	1194,15	não atende		
	Fachada		417,95	2985,38	2.800.282,92	97.500,00	29 anos
<b>EM_VS</b> proporcional	Cobertura	6070,4	62,45	446,09	418.431,01	36.422,23	11 anos
	Fachada	10179,6	261,82	1870,15	1.754.205,39	61.077,77	29 anos
				<b>Total</b>	<b>2.172.636,40</b>	<b>97.500,00</b>	<b>22 anos</b>

Fonte: Elaborada pela autora

De acordo com Nakabayashi (2014), o benefício da instalação do sistema fotovoltaico para geração de energia elétrica residencial, sob a ótica financeira, é o valor que deixa de ser pago para a compra da energia elétrica convencional. Neste trabalho, analisou-se, para todos os estudos de caso, de forma simplificada, em quantos anos a economia do valor não pago à concessionária torna-se equivalente ao investimento inicial de todo o sistema, excluindo qualquer análise da aplicação financeira ao longo dos anos. Esses períodos constam nas Tabelas 16, 17 e 18 na coluna “tempo de equivalência”.

Quanto ao valor da economia anual, para este trabalho foi considerado o produto do valor adotado do quilowatt hora da CELESC (0,50 R\$/kWh) e a geração de energia elétrica em kWh de cada estudo de caso para atender a 100% do consumo da edificação, com reajuste de 5% ao ano no valor dessa tarifa. Não foram subtraídos dessa economia bruta valores de operação, manutenção e impostos existentes.

Na cobertura da CASA, após 13 anos, o valor da conta de energia que não seria pago à concessionária atingiria o valor do investimento e, no caso de aplicação na fachada, o tempo encontrado foi mais do que o dobro da cobertura, passando para 31 anos. Já no EM\_RI, esse tempo de equivalência calculado foi de 12 anos para a cobertura e 24 anos para a fachada.

A aplicação do sistema fotovoltaico na fachada do EM\_VC resultou em um investimento que demoraria 31 anos para alcançar o mesmo valor da economia da conta de energia não paga à concessionária. No segundo cenário, considerando a cobertura e a fachada, a economia bruta do edifício EM\_VC tornar-se-ia equivalente aos valores do investimento em 22 anos.

No estudo de caso EM\_VS, o tempo necessário para atingir o valor economizado no cenário apenas da fachada foi de 29 anos. Para o cenário que fez uso dos dois planos, o tempo foi reduzido para 22 anos.

#### 4.4 ESPECIFICAÇÃO DOS LIMITES DE IRRADIAÇÃO SOLAR NAS SUPERFÍCIES

O objetivo desta última etapa do trabalho é identificar as áreas da envoltória dos estudos de caso que possuem níveis de irradiação solar suficientes, de forma a permitir a equivalência do valor investido do sistema fotovoltaico com o valor que não está sendo pago para a concessionária, em um período inferior a 25 anos. A partir dessa identificação, são determinadas as áreas úteis nas envoltórias para instalação do sistema fotovoltaico nos edifícios analisados.

Pela Equação 4 descrita no Método, foram encontrados, para um sistema de 1kWp, os valores anuais de geração de energia em kWh. Com os valores da geração de energia, e aplicando-se a Equação 5 (Capítulo 3), foi calculada a irradiação solar correspondente ao mesmo período.

O custo adotado do kWp instalado foi de R\$6.700,00, e a média da tarifa residencial adotada, de 0,50 R\$/kWh. Considerou-se o ano de 2015 como o ano inicial da instalação fotovoltaica, e foi calculado, por ano, o nível de irradiação solar mínimo necessário para que o sistema seja viável (Tabela 16).



Tabela 16 - Relação da irradiação solar mínima e o tempo de equivalência do valor investido do sistema fotovoltaico com o valor que não será pago pela energia elétrica convencional

ANO	Diferença de anos	Irradiação kWh/m <sup>2</sup> DIA	Irradiação kWh/m <sup>2</sup> ANO
2015	início		
2016	1 ano	46,53	16982,64
2017	2 anos	23,26	8491,32
2018	3 anos	15,51	5660,88
2019	4 anos	11,63	4245,66
2020	5 anos	9,31	3396,53
2021	6 anos	7,75	2830,44
2022	7 anos	6,65	2426,09
2023	8 anos	5,82	2122,83
2024	9 anos	5,17	1886,96
2025	10 anos	4,65	1698,26
2026	11 anos	4,23	1543,88
2027	12 anos	3,88	1415,22
2028	13 anos	3,58	1306,36
2029	14 anos	3,32	1213,05
2030	15 anos	3,10	1132,18
2031	16 anos	2,91	1061,41
2032	17 anos	2,74	998,98
2033	18 anos	2,58	943,48
2034	19 anos	2,45	893,82
2035	20 anos	2,33	849,13
2036	21 anos	2,22	808,70
2037	22 anos	2,11	771,94
2038	23 anos	2,02	738,38
2039	24 anos	1,94	707,61
<b>2040</b>	<b>25 anos</b>	<b>1,86</b>	<b>679,31</b>
2041	26 anos	1,79	653,18
2042	27 anos	1,72	628,99
2043	28 anos	1,66	606,52
2044	29 anos	1,60	585,61
2045	30 anos	1,55	566,09
2046	31 anos	1,50	547,83
2047	32 anos	1,45	530,71
2048	33 anos	1,41	514,63
2049	34 anos	1,37	499,49
2050	35 anos	1,33	485,22
2051	36 anos	1,29	471,74
2052	37 anos	1,26	458,99
2053	38 anos	1,22	446,91
2054	39 anos	1,19	435,45
2055	40 anos	1,16	424,57

Fonte: Elaborada pela autora.

Para que no prazo máximo de até 25 anos, ou seja, em 2040, o nível de irradiação solar mínimo necessário para que o investimento fotovoltaico torne-se viável economicamente é de 679 kWh/m<sup>2</sup>/ano. Dessa forma, qualquer área com irradiação solar superior ao nível de 679 kWh/m<sup>2</sup>/ano foi considerada, neste trabalho, como área útil para instalação do sistema fotovoltaico.

A partir dos resultados anuais, foi elaborada uma escala que engloba os níveis de irradiação solar, mínimos e máximos, para cada intervalo. A tabulação foi feita com intervalos de cinco anos, nos quais os níveis mínimos e máximos pertencem, respectivamente, ao maior e ao menor número desse intervalo. A escala possui sete níveis (Tabela 17), e os intervalos para o tempo de equivalência inferior a 25 anos são: para menos de 15 anos (A), entre 15 e 19 anos (B) e entre 20 e 24 anos (C).

Os *outputs* das simulações *no DIVA for Rhino* são também numéricos; com isso foi possível identificar, para cada intervalo, o percentual de área útil de cada estudo de caso. Esses percentuais estão ilustrados nas próximas seções.

Tabela 17 - Escala definida para os intervalos de cinco anos dos níveis de irradiação solar

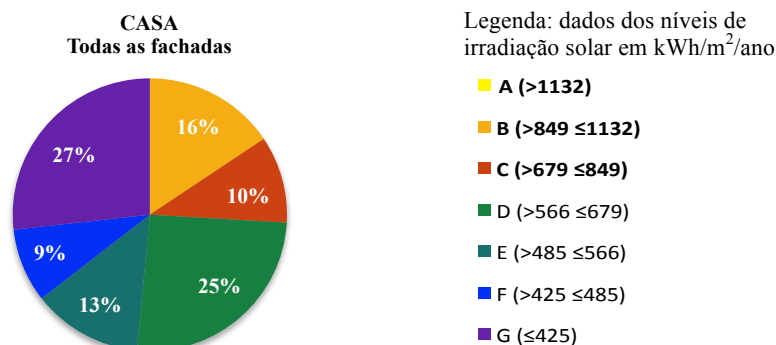
Escala	Intervalo (anos)	Irradiação kWh/m <sup>2</sup> /ano Mínimo	Irradiação kWh/m <sup>2</sup> /ano Máximo
<b>A</b>	<b>menos de 15</b>	<b>&gt; 1132</b>	
<b>B</b>	<b>entre 15 e 19</b>	<b>&gt; 849</b>	<b>≤ 1132</b>
<b>C</b>	<b>entre 20 e 24</b>	<b>&gt; 679</b>	<b>≤ 849</b>
D	entre 25 e 29	> 566	≤ 679
E	entre 30 e 34	> 485	≤ 566
F	entre 35 e 39	> 425	≤ 485
G	mais de 40		≤ 425

Fonte: Elaborada pela autora.

#### 4.4.1 CASA

Para o estudo de caso unifamiliar CASA, não houve a seleção das áreas por orientação de fachada. Os resultados são pertinentes ao conjunto dos planos verticais. O gráfico da Figura 80 apresenta os percentuais por escala. Os níveis de irradiação que se enquadram no período de no máximo 25 anos pertencem às escalas A, B e C.

Figura 80 – Percentuais das áreas das fachadas em relação aos níveis de irradiação da CASA



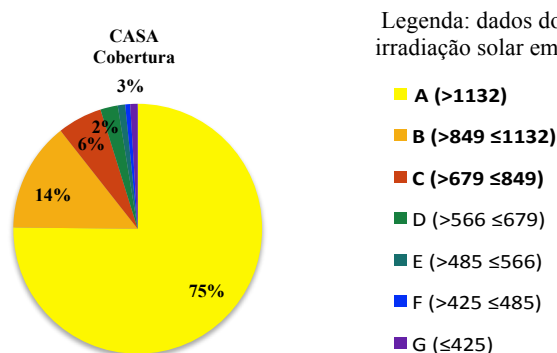
Fonte: Elaborado pela autora.

Com níveis de irradiação solar maior do que 679 kWh/m<sup>2</sup>/ano, apenas 26% das superfícies no plano vertical da CASA atenderiam a esse critério.

A cobertura, como descrito anteriormente, possui área suficiente para a demanda de consumo da edificação. De toda a área da cobertura, 75% recebeu irradiação maior do que 1.132 kWh/m<sup>2</sup>/ano, e apenas 5% apresentou uma irradiação menor do que 679 kWh/m<sup>2</sup>/ano (Figura 81).

Considerando que o plano vertical apresenta apenas 26% de área útil e possui menor produtividade do que o plano horizontal, descartou-se a viabilidade de instalação dos painéis fotovoltaicos nas fachadas do estudo de caso: CASA.

Figura 81 - Percentuais das áreas da cobertura em relação aos níveis de irradiação da CASA



Fonte: Elaborado pela autora.

#### 4.4.2 EM\_RI

A identificação das áreas de acordo com a escala dos níveis de irradiação solar foi realizada no EM\_RI por orientação de fachada e também por pavimento. Os resultados com os percentuais das áreas úteis estão na Figura 82.

Os resultados demonstraram que apenas a fachada com orientação SE-S não possui níveis de irradiação acima de 679 kWh/m<sup>2</sup>/ano. Aplicando o sistema fotovoltaico nas superfícies dessas fachadas, com os valores atuais da instalação e do valor da energia paga à concessionária, o tempo de equivalência do valor investido passará de 30 anos em 65 % da área.

A orientação oposta (NO-N) resultou em níveis de irradiação acima de 849 kWh/m<sup>2</sup>/ano (entre 15 e 19 anos) em toda a fachada. Nesse caso, esse plano, no momento, possui maior representação de potencial gerador de energia fotovoltaica. Porém, não existem obstruções adjacentes a essa lateral, e não tem como assegurar que essa geração será mantida posteriormente.

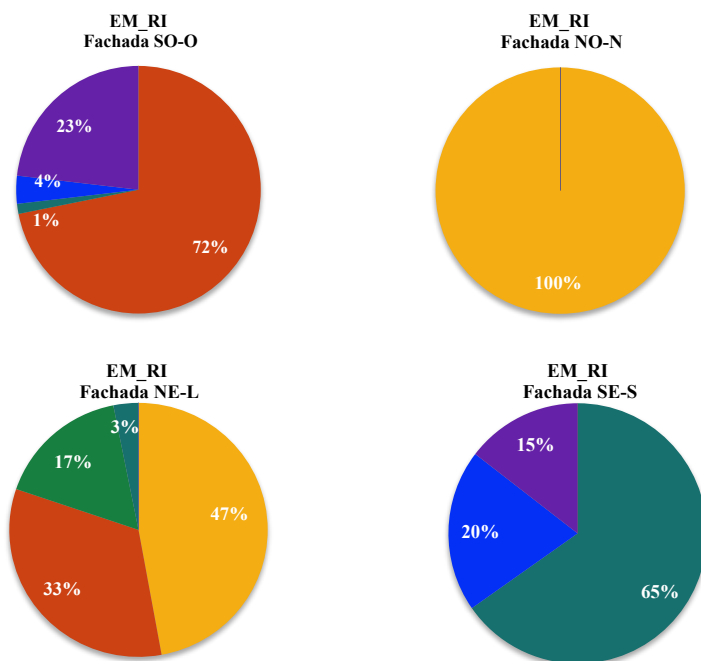
As demais orientações (SO-O e NE-L) possuem mais de 70% das áreas do plano vertical com disponibilidade de irradiação solar acima de 679 kWh/m<sup>2</sup>/ano.

Caso fosse definido por uma aplicação do sistema fotovoltaico apenas no plano vertical, a fachada posterior (NE-L) torna-se a melhor opção, pois já possui edificação construída adjacente a essa

orientação e, mesmo assim, possui mais de 80% da área recebendo irradiação solar acima de  $679 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$ .

O melhor desempenho é a orientação NO-N, porém é necessário prever uma possível obstrução no decorrer dos anos, e o resultado será modificado. Atualmente, o plano diretor apenas especifica afastamentos mínimos laterais e frontais, mas a maioria das situações edificadas não garante acessibilidade solar.

Figura 82 - Percentuais das áreas das fachadas em relação aos níveis de irradiação do EM\_RI



Legenda: dados dos níveis de irradiação solar em  $\text{kWh/m}^2/\text{ano}$

■ A (>1132)   
 ■ B (>849 ≤1132)   
 ■ C (>679 ≤849)   
 ■ D (>566 ≤679)  
■ E (>485 ≤566)   
■ F (>425 ≤485)   
■ G (≤425)

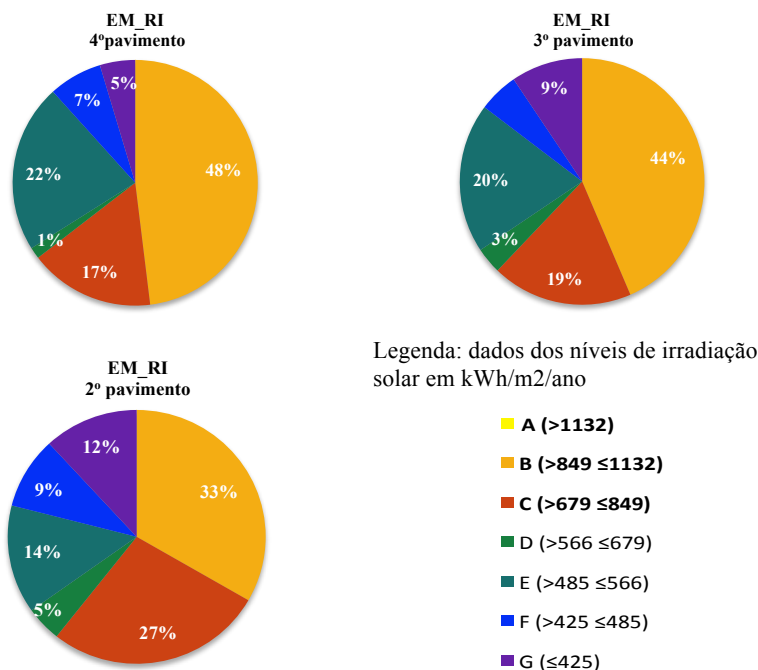
Fonte: Elaborado pela autora.

Os pavimentos comportaram-se sem muita distinção nos resultados. As áreas úteis de cada pavimento (fachada) correspondem

entre 60% e 65% das áreas disponíveis, sendo o percentual maior referente ao 4.º pavimento (Figura 83).

Mesmo sendo um edifício multifamiliar, o EM\_RI não necessita das fachadas para atender ao consumo da edificação. A área do plano horizontal (cobertura) é suficiente, e a produtividade é muito maior do que no plano vertical, descartando a viabilidade de instalação nesse plano. Da mesma forma que ocorreu com a CASA, não foram realizadas novas simulações de irradiação solar para esse estudo de caso.

Figura 83 - Percentuais das áreas das fachadas por pavimento em relação aos níveis de irradiação do EM\_RI



Fonte: Elaborado pela autora.

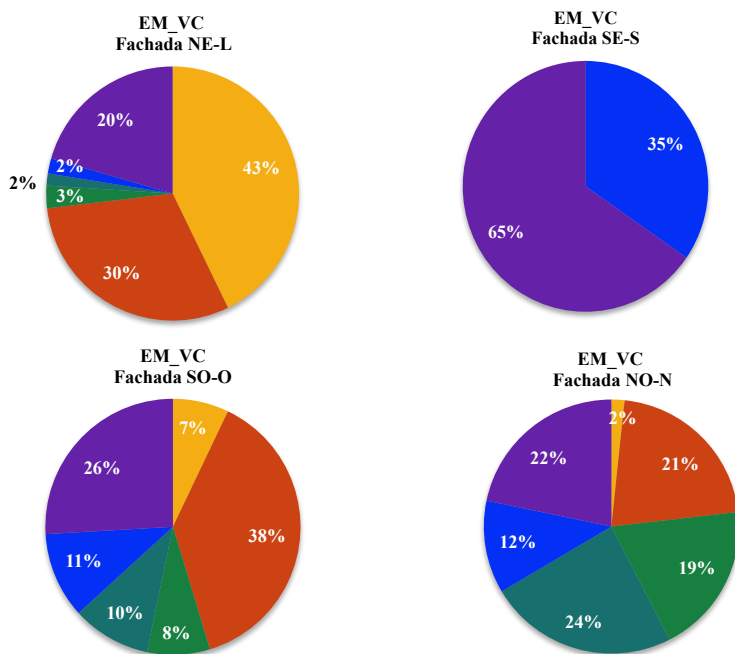
#### 4.4.3 EM\_VC

O estudo de caso EM\_VC é o que possui fachadas com mais obstruções adjacentes à edificação. A Figura 84 apresenta a

distribuição do percentual de área por orientação de fachada, em relação à escala elaborada com os níveis de irradiação solar.

A orientação SE-S não apresenta, em toda sua superfície, irradiação solar acima de  $485 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$ . Nessa orientação, 65% das áreas estão com níveis abaixo de  $425 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$ . Conforme a escala elaborada neste trabalho, para que o valor do investimento iguale-se ao valor da receita da conta de energia elétrica, são necessários mais de 40 anos.

Figura 84 – Percentuais das áreas das fachadas em relação aos níveis de irradiação



Legenda: dados dos níveis de irradiação solar em  $\text{kWh/m}^2/\text{ano}$

■ A (>1132)   
 ■ B (>849 ≤1132)   
 ■ C (>679 ≤849)   
 ■ D (>566 ≤679)  
■ E (>485 ≤566)   
■ F (>425 ≤485)   
■ G (≤425)

Fonte: Elaborado pela autora

A fachada posterior, orientação SO-S, obteve uma média anual de  $552,59 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$ , enquadrando-se na escala “E”. Porém, um percentual de 45% pertence a níveis de irradiação acima de 679

kWh/m<sup>2</sup>/ano. Os três últimos pavimentos, próximos da cobertura, são áreas que garantem a recuperação do valor investido em menos de 25 anos

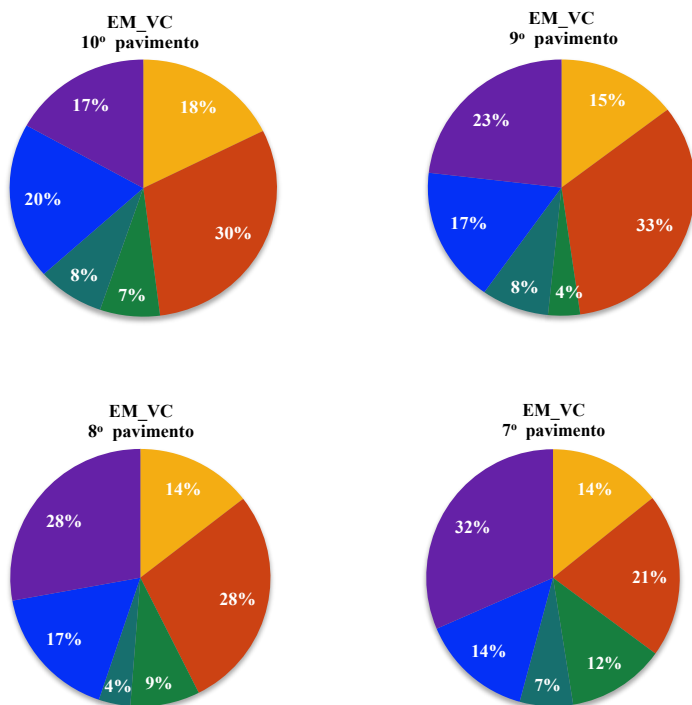
A fachada NO-N, para o limite estabelecido neste trabalho, possui apenas 23% da área útil. Porém, uma redução no custo do sistema fotovoltaico enquadraria algumas áreas na escala “D”. A vantagem dessa fachada são as obstruções que já estão consolidadas, possibilitando uma previsão de geração de energia mais realista.

A orientação NE-L é a que apresentou maior percentual (73%) de áreas com mais de 679 kWh/m<sup>2</sup>/ano. As superfícies pertencentes aos 27% que apresentam níveis de irradiação menor ao limite da escala “C” estão localizadas nas reentrâncias existentes nessa fachada frontal. Nessa orientação, em todos os andares, existem superfícies adequadas para aplicação do sistema fotovoltaico.

Na delimitação dos valores de irradiação solar por pavimento (Figuras 85 e 86), observou-se que o limite estabelecido com níveis de irradiação acima de 679 kWh/m<sup>2</sup>/ano está com um percentual próximo de 50% no 8.º, 9.º e 10.º andar. Como já descrito, essas áreas com níveis maiores pertencem, em grande parte, às fachadas SO-S e NE-L.



Figura 85 – Percentuais das áreas de fachadas por pavimento em relação aos níveis de irradiação (EM\_VC: 7.º ao 10.º pavimento)

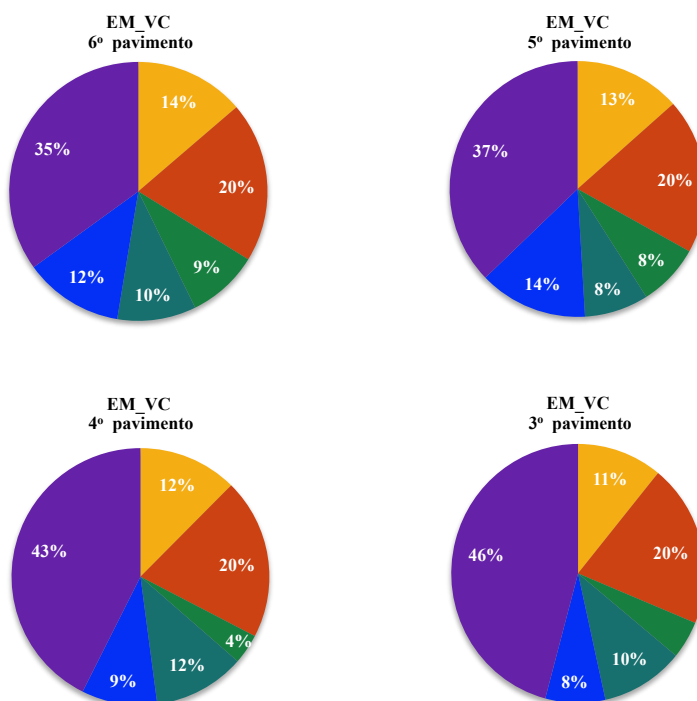


Legenda: dados dos níveis de irradiação solar em kWh/m<sup>2</sup>/ano

■ A (>1132)   
 ■ B (>849 ≤1132)   
 ■ C (>679 ≤849)   
 ■ D (>566 ≤679)  
■ E (>485 ≤566)   
 ■ F (>425 ≤485)   
 ■ G (≤425)

Fonte: Elaborado pela autora

Figura 86 - Percentuais das áreas de fachadas por pavimento em relação aos níveis de irradiação (EM\_VC: 3.º ao 6.º pavimento)



Legenda: dados dos níveis de irradiação solar em kWh/m<sup>2</sup>/ano

■ A (>1132)   
 ■ B (>849 ≤1132)   
 ■ C (>679 ≤849)   
 ■ D (>566 ≤679)  
■ E (>485 ≤566)   
 ■ F (>425 ≤485)   
 ■ G (≤425)

Fonte: Elaborado pela autora

Definiu-se inicialmente por duas possibilidades de distribuição dos módulos, sendo a primeira com os três últimos pavimentos das fachadas NE-L, NO-N e SO-S (Figura 87), e a segunda possibilidade, apenas na fachada frontal com orientação NE-L (Figura 88). A partir dessas configurações, novas simulações foram realizadas.

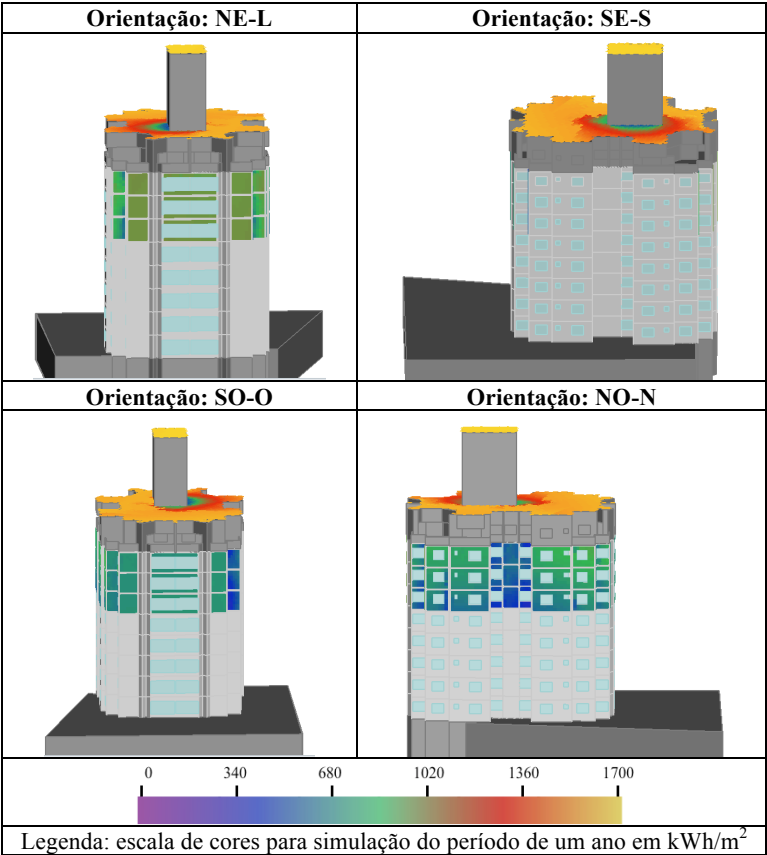
A primeira opção excluiu as reentrâncias existentes e foram aplicados os novos pontos de análises apenas nas superfícies lineares. Foram realizados novos cálculos de estimativa de geração de energia elétrica e também de produtividade do sistema. As comparações dos resultados encontram-se na Tabela 18.

Tabela 18 - Cálculos de geração de energia baseados na nova disposição do sistema fotovoltaico de acordo com seleção das áreas úteis do EM\_VC

Edificação	Local de aplicação	Irradiação kWh/m2/dia	P <sub>FV</sub> (kWp)	Área útil (m²)	Geração kWh/mês	Yield kWh/kWp	Proporção geração / consumo (%)
EM_VC	Cobertura	3,99	40,57	289,82	3885,39	1149,12	49%
Opção 01	Fachadas	2,00	42,56	304,01	2042,95	576,00	26%
Opção 02	Fachadas	2,44	30,15	215,36	1765,61	702,72	22%

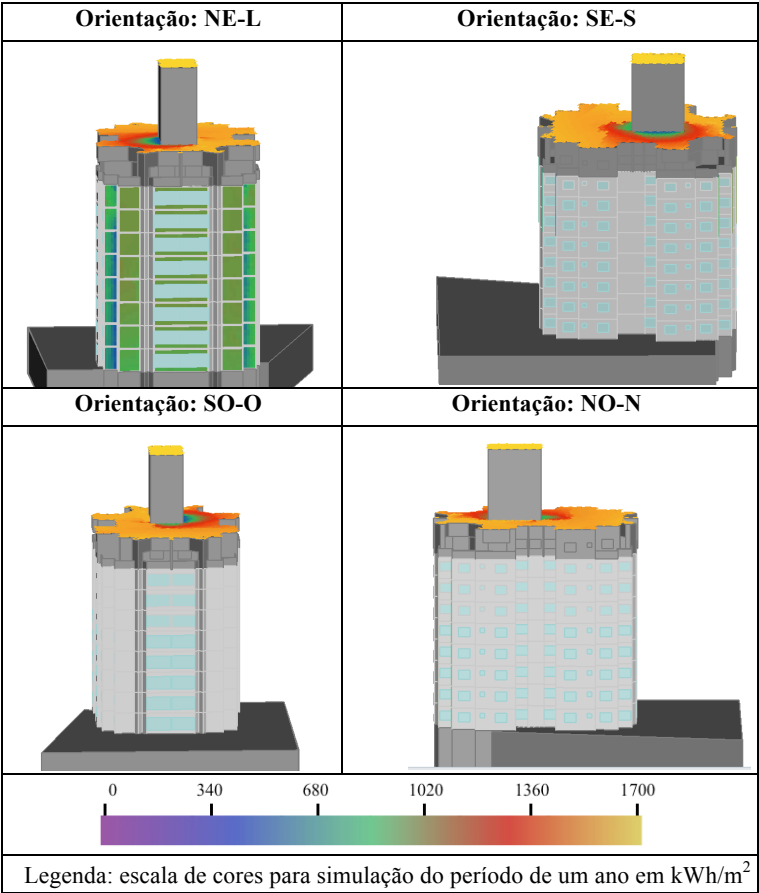
Fonte: Elaborada pela autora

Figura 87 – Aplicação dos painéis fotovoltaicos na cobertura e no 8.º, 9.º e 10.º pavimento das fachadas NE-L, SO-O e NO-N (opção 01)



Fonte: Elaborado pela autora

Figura 88 – Aplicação dos painéis fotovoltaicos na cobertura e na fachada frontal com orientação NE-L (opção 02)



Fonte: Elaborado pela autora

Comparando as duas opções, observa-se como melhor opção a aplicação apenas na fachada NE-L, pois recebe níveis de irradiação maior e possui uma produtividade do sistema também superior para uma geração de energia elétrica que possibilita atender a 22% do consumo estimado mensal de todo o edifício. Com resultados inferiores, a primeira configuração atenderia apenas a 4% a mais do consumo estimado.

Apesar deste trabalho não explorar a temática estética ou paginação dos painéis, na comparação das duas opções sugeridas de disposição dos painéis fotovoltaicos, a aplicação no plano integral de uma fachada, como ocorreu com a orientação NE-L, permite uma melhor harmonização do que apenas nos três pavimentos em fachadas distintas.

Determina-se que, no EM\_VC, a aplicação dos painéis fotovoltaicos deve ocorrer em todo o plano horizontal, ou seja, na cobertura e com extensão para o plano vertical da fachada com orientação NE-L. Dessa forma, esse estudo de caso tem estimativa mensal de geração de energia elétrica de 3.885,39 kWh na cobertura e 1.765,61 kWh na fachada. Como o consumo mensal estimado de toda edificação foi de 8.000 kWh, o sistema fotovoltaico, com as condições propostas, passa a atender aproximadamente 71% da demanda de energia da edificação. Para o percentual restante (29%) torna-se mais vantajoso financeiramente comprar a energia elétrica da concessionária.

A Tabela 19 compara a proposta inicial de atender a toda demanda de energia com essa segunda opção, denominada proposta final, que selecionou apenas as áreas com irradiação solar maior que 679 kWh/m<sup>2</sup>/ano.

Os resultados para o plano da cobertura foram os mesmos, pois toda a área disponível apresentou irradiação solar superior ao limite estabelecido, ou seja, nas duas propostas foi aplicado o mesmo potencial fotovoltaico que supre 49% da demanda de energia. Comparando o plano das fachadas, a proposta final reduz em 58% a geração de energia mensal, porém reduz em quase 75% o valor a ser investido no sistema fotovoltaico.

Com projeção da aplicação dos painéis fotovoltaicos na fachada, na proposta final, o tempo de equivalência passa a ser de 19 anos. Esse resultado aponta uma redução em seis anos do tempo estabelecido (25 anos) para a irradiação solar de 679 kWh/m<sup>2</sup>/ano. Essa redução é ocasionada pela média de irradiação solar da área útil selecionada, que totalizou 890,60 kWh/m<sup>2</sup>/ano. O tempo de recuperação do investimento reduz mais quando a análise é feita com a fachada e a cobertura; nesse caso a estimativa é de 14 anos para que o valor investido seja equivalente ao valor que não será pago pela compra da energia elétrica convencional.

Tabela 19 - Comparativo do estudo EM\_VC entre a proposta inicial com atendimento total da demanda de energia e a proposta final com a seleção das áreas úteis ( $>679 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$ ) da envoltória

Edificação	Local de aplicação	PFV (kWp)	Proporção geração / consumo (%)	Investimento (R\$)	Economia Anual (R\$)	Tempo de equivalência
<b>EM_VC</b>	Cobertura	40,57	49%	271.847,41	23.312,34	12 anos
<b>Proposta inicial</b>	Fachadas	115,84	51%	776.123,09	24.687,66	31 anos
	<b>Total</b>		<b>100%</b>	<b>1.047.970,50</b>	<b>48.000,00</b>	22 anos
<b>EM_VC</b>	Cobertura	40,57	49%	271.847,41	23.312,34	12 anos
<b>Proposta final</b>	Fachadas	30,15	22%	202.007,68	10.593,64	19 anos
	<b>Total</b>		<b>71%</b>	<b>473.855,09</b>	<b>33.905,98</b>	14 anos

Fonte: Elaborada pela autora.

#### 4.4.4 EM\_VS

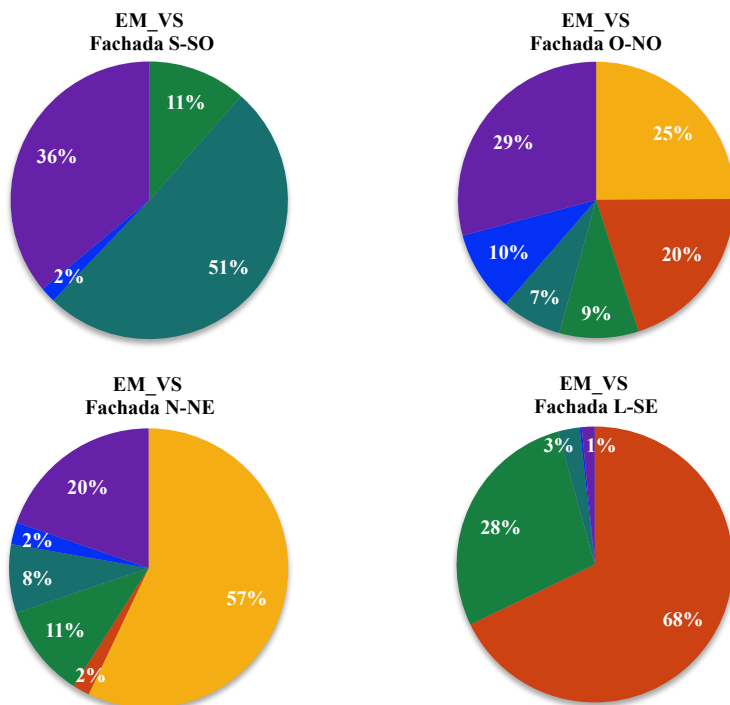
A edificação EM\_VS, com o maior gabarito dentre os quatro estudos de caso, possui o maior consumo estimado de energia ( $16.250 \text{ kWh/mês}$ ) e, proporcionalmente, a menor área de cobertura (área útil =  $446,09 \text{ m}^2$ ) para instalação fotovoltaica.

A cobertura, de acordo com níveis de irradiação simulados e a área existente, atende aproximadamente a 37% da demanda dessa edificação. As dimensões menores do plano horizontal reafirmam a importância da análise do plano vertical em edifícios mais verticalizados, para complementação da geração de energia fotovoltaica.

A Figura 89 apresenta os resultados das fachadas de acordo com a orientação. A fachada frontal (S-SO) possui 100% de sua área com níveis de irradiação abaixo de  $566 \text{ kWh/m}^2$ , ou seja, dentro do critério estabelecido no presente estudo, qualquer investimento de painéis fotovoltaicos levariam mais de 25 anos para igualar-se ao valor da receita gerada, no mesmo período, pela concessionária de energia.

A fachada N-NE, oposta à frontal, resultou em 57% de áreas no plano vertical com níveis de irradiação acima de  $849 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$  e mais 2% acima de  $679 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$ . A L-SE, 68% da área, alcançou níveis de irradiação dentro do intervalo estabelecido na classe “C”.

Figura 89 - Percentuais das áreas das fachadas em relação aos níveis de irradiação



Legenda: dados dos níveis de irradiação solar em kWh/m<sup>2</sup>/ano

■ A (>1132)    
 ■ B (>849 ≤1132)    
 ■ C (>679 ≤849)    
 ■ D (>566 ≤679)  
■ E (>485 ≤566)    
 ■ F (>425 ≤485)    
 ■ G (≤425)

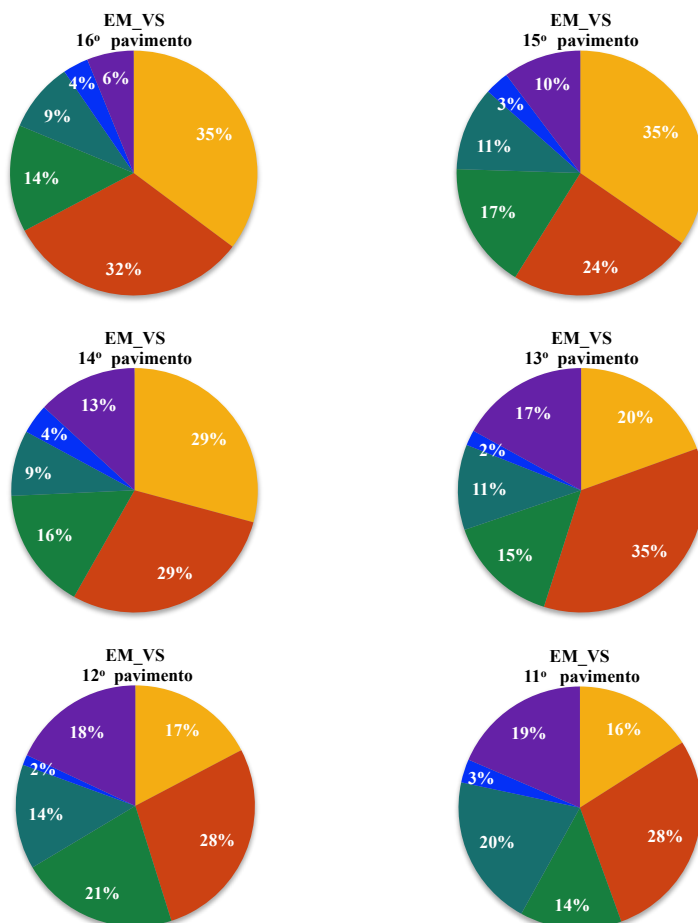
Fonte: Elaborado pela autora.

A fachada O-NO, com 45% das áreas com níveis acima de 679 kWh/m<sup>2</sup>/ano, não possui edificação de grande porte no entorno próximo a essa orientação, e a decisão de aplicação do sistema fotovoltaico deve ser ponderada com a possibilidade de uma nova construção vir a reduzir a disponibilidade de radiação solar. Da mesma forma, como foi descrito sobre a orientação NO-N do estudo de caso EM\_RI, o plano diretor não assegura o acesso solar com objetivo de geração de energia elétrica.

A redução gradativa do percentual de área pertencente aos níveis de irradiação que englobam a escala “A”, “B” e “C” aconteceu na análise do plano vertical por pavimento (Figuras 90 e 91). No 16.º

pavimento (mais próximo da cobertura), um percentual de 67% dessa área possui nível de irradiação acima de  $679 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$ , e no 4.º pavimento (mais próximo da base), esse percentual reduziu para 22%.

Figura 90 – Percentuais das áreas das fachadas por pavimento em relação aos níveis de irradiação (EM\_VS: 11.º ao 16.º pavimento)



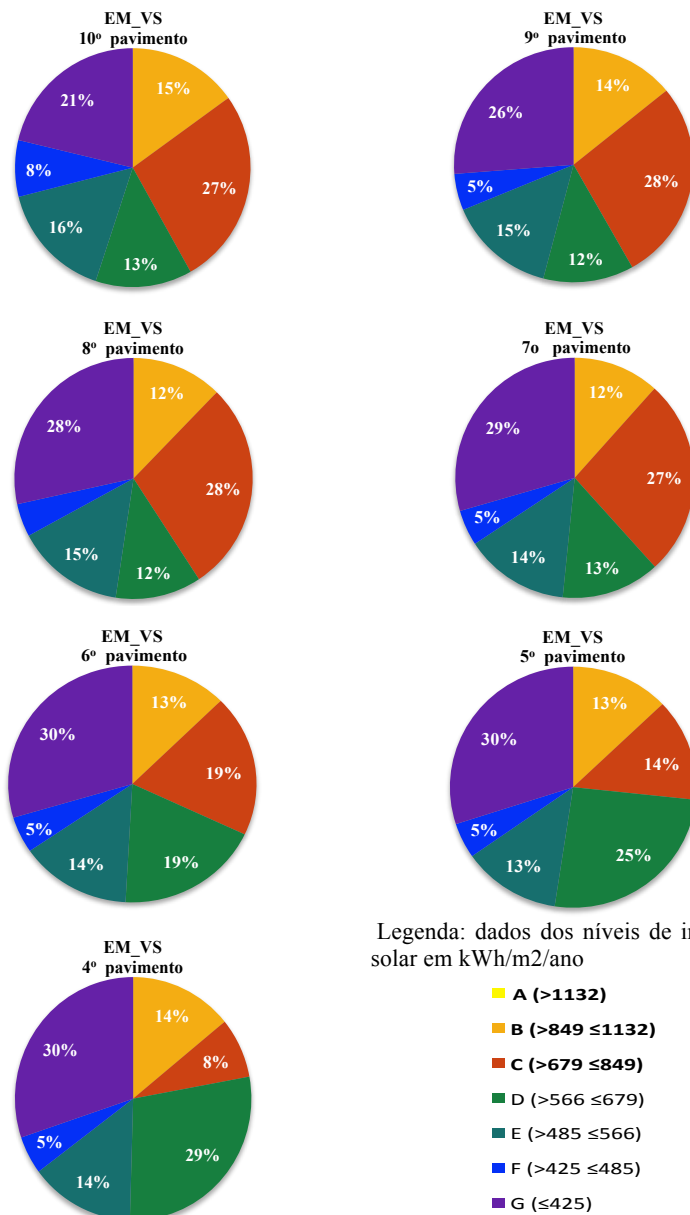
Legenda: dados dos níveis de irradiação solar em  $\text{kWh/m}^2/\text{ano}$

■ A (>1132)    
 ■ B (>849 ≤1132)    
 ■ C (>679 ≤849)    
 ■ D (>566 ≤679)  
■ E (>485 ≤566)    
 ■ F (>425 ≤485)    
 ■ G (≤425)

Fonte: Elaborado pela autora.



Figura 91 – Percentuais das áreas das fachadas por pavimento em relação aos níveis de irradiação (EM\_VS: 4.º ao 10.º pavimento)



Fonte: Elaborado pela autora.

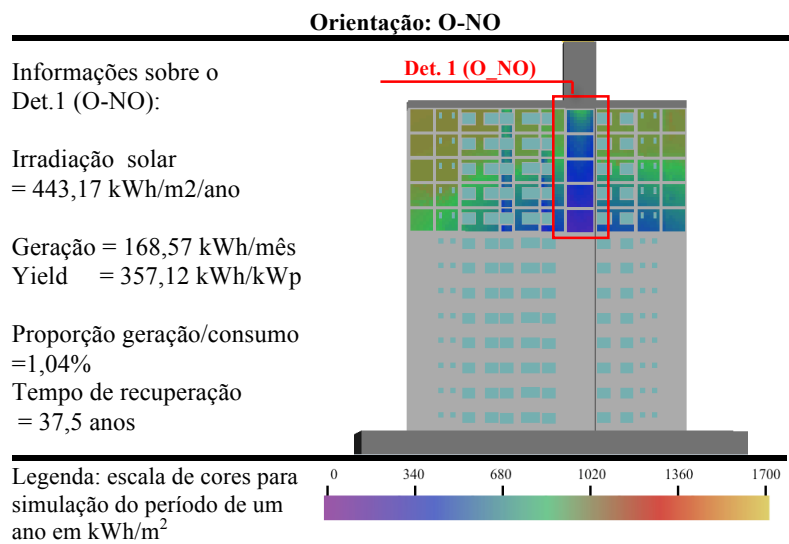
A partir desses resultados, foram feitas novas configurações apenas com as áreas úteis. Agora, no plano vertical, optou-se em aplicar as malhas com os pontos apenas nas fachadas N-NE e O-NO. Conforme dados encontrados por pavimento, foi restrita a inserção dos pontos apenas no 12.º, 13.º, 14.º, 15.º e 16.º pavimento.

Na orientação O-NO, a simulação apresentou na reentrância da edificação (Figura 92), identificada como “Det. 1 (O-NO)”, uma média de irradiação anual de 443,17 kWh/m<sup>2</sup>. Nessa superfície, mais de 90% não se enquadram como áreas úteis; a geração de energia estimada atende apenas a 1% da demanda, e o tempo de recuperação do investimento é maior do que 37 anos. O motivo dessa redução da irradiação solar é o próprio sombreamento da edificação.

Essa reentrância corresponde, aproximadamente, a 10% da área útil definida neste estudo caso. Porém, a permanência dessa superfície ocasionaria uma redução em 25% na produtividade do sistema e aumentaria a projeção do tempo de recuperação do investimento.

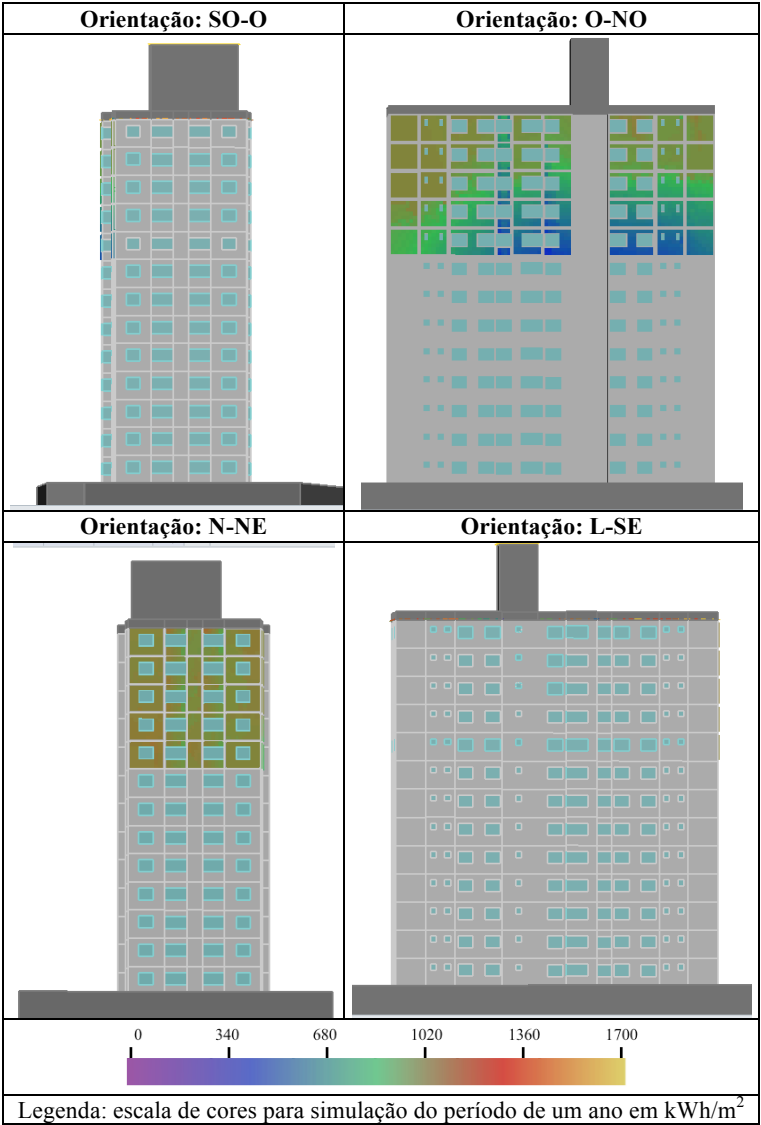
Outra simulação foi realizada excluindo a área do Det. 1. As Figuras 93 e 94 apresentam a nova configuração de acordo com as áreas úteis delimitadas.

Figura 92 – Simulação do 12.º ao 16.º andar, com informações sobre o Det. 1 (O\_NO)



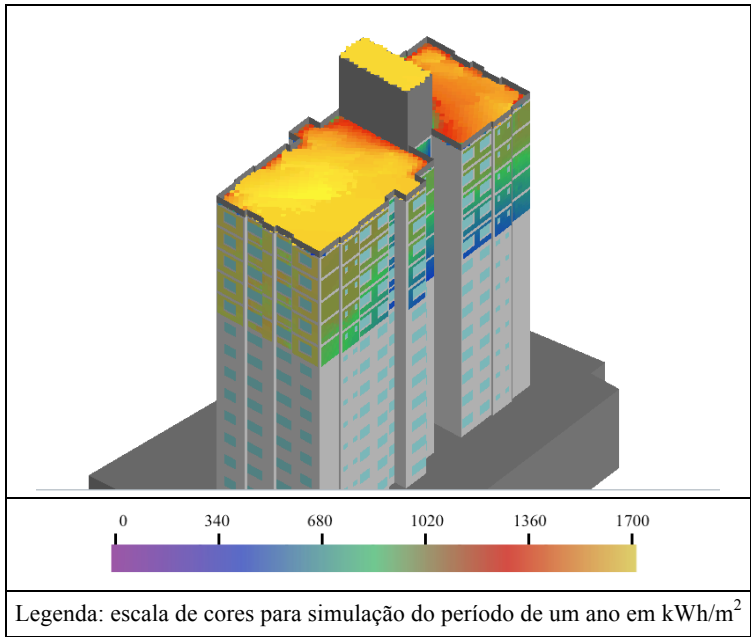
Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 93 – Aplicação dos painéis fotovoltaicos no 12.º, 13.º, 14.º, 15.º e 16.º pavimento, nas orientações O-NO e NE-L



Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 94 - Perspectiva com a aplicação dos painéis fotovoltaicos na cobertura e no 12.º, 13.º, 14.º, 15.º e 16.º pavimento (orientações O-NO e NE-L)



Fonte: Elaborado pela autora

Novos cálculos foram realizados a fim de conhecer o novo valor de geração de energia fotovoltaica, a partir da distribuição restritiva, incluindo apenas as áreas com mais de 679 kWh/m<sup>2</sup>/ano. A Tabela 20 apresenta esses resultados.

Tabela 20 - Cálculos de geração de energia baseados na nova disposição do sistema fotovoltaico de acordo com seleção das áreas úteis do EM\_VS

Edificação	Local de aplicação	Irradiação kWh/m2/dia	P <sub>FV</sub> (kWp)	Área útil (m <sup>2</sup> )	Geração kWh/mês	Yield kWh/kWp	Proporção geração / consumo (%)
EM_VS	Cobertura	4,05	62,45	446,09	6070,37	1166,40	37%
	Fachadas	2,45	55,03	393,04	3235,51	705,60	20%

Fonte: Elaborada pela autora.

A aplicação dos painéis fotovoltaicos deve ocorrer em todo o plano da cobertura e com extensão para as áreas úteis do plano vertical da fachada, conforme citado anteriormente. Dessa forma, estudo de

caso EM\_VS tem estimativa mensal de geração de energia elétrica de 6.070,37 kWh na cobertura e 3.235,51 kWh na fachada.

A Tabela 21 faz um comparativo entre a proposta inicial de atender a toda demanda do edifício e a proposta final, delimitando as áreas acima de 679 kWh/m<sup>2</sup>/ano. Da mesma forma como no EM\_VC, os valores do plano horizontal (cobertura) permanecem iguais nas duas propostas.

Na proposta final, a fachada, com a configuração restritiva, gera três vezes menos a energia do que na proposta inicial. Entretanto, nessa proposta, o investimento financeiro é 4,75 vezes menor quando comparado com a proposta inicial. E o tempo de equivalência entre o valor investido e a economia por não pagar a energia elétrica convencional é de 19 anos, correspondente à média anual de irradiação solar da nova área selecionada de 894,25 kWh/m<sup>2</sup>/ano.

Quando a aplicação do sistema fotovoltaico ocorre simultaneamente na cobertura e nas fachadas, conforme proposta final para o EM\_VS, o tempo de equivalência reduz para 14 anos.

Tabela 21 - Comparativo do estudo EM\_VS entre a proposta inicial com atendimento total da demanda de energia e a proposta final com a seleção das áreas úteis (>679 kWh/m<sup>2</sup>/ano) da envoltória

Edificação	Local de aplicação	PFV (kWp)	Proporção geração / consumo (%)	Investimento (R\$)	Economia Anual (R\$)	Tempo de equivalência
<b>EM_VS</b>	Cobertura	62,45	37%	418.431,01	36.422,23	11 anos
<b>Proposta inicial</b>	Fachadas	261,82	63%	1.754.205,39	61.077,77	29 anos
	<b>Total</b>		<b>100%</b>	<b>2.172.636,40</b>	<b>97.500,00</b>	22 anos
<b>EM_VS</b>	Cobertura	62,45	37%	418.431,01	36.422,23	11 anos
<b>Proposta final</b>	Fachadas	55,03	20%	368.671,52	19.413,03	19 anos
	<b>Total</b>		<b>57%</b>	<b>787.102,53</b>	<b>55.835,26</b>	<b>14 anos</b>

Fonte: Elaborada pela autora.

## 5 CONCLUSÃO

A geração fotovoltaica nos centros urbanos é uma alternativa ao atendimento à crescente demanda de energia das cidades. As envoltórias das edificações são superfícies disponíveis para aplicação do sistema fotovoltaico, no entanto, para geração de energia elétrica, é necessário analisar a influência do entorno e as obstruções solares sobre essas coberturas e fachadas.

A proposta geral deste trabalho foi de avaliar o potencial de geração fotovoltaica na envoltória de quatro edificações residenciais inseridas no contexto urbano. Os níveis de irradiação solar foram avaliados no plano horizontal (cobertura) e vertical (fachadas) dessas edificações. Na primeira etapa, todas as áreas foram consideradas disponíveis para geração de energia elétrica, e foram calculados o potencial fotovoltaico, a produtividade do sistema, o valor do investimento e a economia gerada com base nos valores de irradiação solar obtidos com a simulação computacional no *Diva for Rhino*. Na segunda etapa, foi determinado um limite de irradiação solar para que, no prazo máximo de 25 anos, o valor investido no sistema fotovoltaico seja equivalente ao valor que deixa de ser pago pela energia elétrica convencional. Após delimitar as áreas úteis, novos cálculos de geração de energia foram realizados, possibilitando recalcular o percentual da demanda de cada edificação.

A seguir, estão dispostas as principais conclusões desta pesquisa.

### 5.1 IRRADIAÇÃO SOLAR NAS ENVOLTÓRIAS E AS OBSTRUÇÕES DO ENTORNO

Na análise da irradiação solar incidente nas envoltórias das edificações em estudo, o plano horizontal, conforme esperado, recebeu os maiores índices de irradiação solar, e o plano vertical apresentou resultados diferentes, de acordo com a orientação e as obstruções existentes.

No plano horizontal, as simulações com cenário isolado apresentaram diferenças pequenas, inferiores a 5%, quando comparadas com os resultados que contemplam o entorno. Observou-se que as platibandas e caixas d'água foram as responsáveis pelo sombreamento nesses pontos de análise.

A média anual da irradiação solar no plano horizontal com entorno foi menor na edificação unifamiliar. As três edificações multifamiliares tiveram resultados distintos, e a ordem decrescente de desempenho foi a seguinte: EM\_VS, EM\_VC e EM\_RI, ou seja, da edificação com a maior área construída para a menor. Esse resultado está relacionado com a proporção da área disponível no plano horizontal em relação aos elementos sobrepostos à cobertura (caixa d'água, casa de máquina, platibandas).

Os quatro estudos de caso comportaram-se como o esperado em relação à análise sazonal dos níveis de irradiação solar através da simulação no plano horizontal. O verão foi a estação que recebeu maior irradiação, seguido da primavera, outono e inverno.

O estudo unifamiliar CASA obteve o pior desempenho no plano vertical. Esse desempenho aquém do esperado foi ocasionado pela diagramação das paredes externas com recortes e planos com orientações diferentes em uma mesma fachada. Esse foi o único estudo de caso em que não foram analisados os níveis de irradiação por orientação das fachadas.

A arquitetura das fachadas também interferiu nas simulações do EM\_VC. A interferência foi comprovada com os valores obtidos para a fachada NE-L e NO-N na simulação com o edifício isolado. O EM\_VC, quando comparado com as mesmas orientações que também pertencem às fachadas do EM-RI, teve a média anual de irradiação inferior em mais de 10%.

Na análise dos resultados por orientação de fachada, também foram realizados comparativos entre as simulações com cenário real e o cenário isolado. A simulação com edifício isolado serviu como base para identificação das principais obstruções em cada estudo de caso. Nessas simulações (edifício isolado), as fachadas NO-N alcançaram os melhores resultados, seguidas pela fachada O-NO. As fachadas SE-S e S-SO apresentaram as menores médias anuais de irradiação solar.

No EM\_RI, na fachada NO-N, o terreno adjacente não possui edificação, e na fachada oposta (SE-S), apenas uma residência unifamiliar que não interfere na acessibilidade solar nesse plano. No terreno limítrofe à fachada com orientação NE-L, a obstrução é ocasionada por uma edificação com o mesmo gabarito da analisada. Essa obstrução ocasionou uma redução em 12% da irradiação solar quando comparada com o cenário isolado.

As principais obstruções do EM\_VC são os edifícios da orientação NO-N, que interferiram diretamente no acesso solar desse plano vertical. Nesse cenário real, os ganhos de irradiação solar foram

43% menores do que no cenário isolado. O entorno não ocasionou reduções significativas nos valores de irradiação solar nas demais fachadas.

No estudo de caso EM\_VS, a obstrução ocasionada pelo edifício no terreno limítrofe à fachada com orientação O-NO é a mais relevante. A redução percentual foi de 34% nos níveis de irradiação solar no cenário com entorno em relação à simulação com edifício isolado. Nas demais orientações, a interferência das obstruções, quando existentes, foi considerada desprezível.

A média anual de irradiação de todas as fachadas resultou, para os quatro estudos de caso, valores entre 49% e 62% inferiores às médias anuais das coberturas. Os valores mais baixos foram das fachadas com orientações para SE-S e S-SO, com a média diária de irradiação solar abaixo de  $1,25 \text{ kWh/m}^2$  (correspondente aproximadamente a  $455 \text{ kWh/m}^2/\text{ano}$ ).

As fachadas que fazem limite com o logradouro possuem uma distância maior de outra edificação, como no caso da fachada NE-L do EM\_VC e da fachada N-NE do EM\_VS. Esses dois planos verticais, entre as quatro orientações de cada estudo, apresentaram as maiores médias anuais de irradiação solar,  $697,97 \text{ kWh/m}^2$  e  $745,76 \text{ kWh/m}^2$ , respectivamente.

## 5.2 GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA EM TODA A ENVOLTÓRIA

O potencial fotovoltaico foi calculado para atender a toda a demanda estimada de energia de cada estudo de caso. Na primeira etapa, todas as áreas opacas das envoltórias foram consideradas disponíveis para a geração de energia. Apesar de os resultados indicarem que as edificações com mais pavimentos recebem no plano horizontal maiores níveis de irradiação solar, observou-se que as áreas das coberturas, em alguns casos, não são suficientes para atender à demanda das unidades habitacionais de uma edificação verticalizada.

Neste trabalho, apenas as áreas da cobertura da CASA e EM\_RI atenderam a essa demanda. Nos outros dois estudos de caso EM\_VC e EM\_VS, as áreas de cobertura suprem, respectivamente, apenas 49% e 37% da demanda de energia da edificação.

No cálculo da produtividade (*Yield*) do sistema fotovoltaico para os estudos da CASA e EM\_RI, o plano vertical (fachadas) necessitou, em média, duas vezes mais potência fotovoltaica do que o plano horizontal (coberturas).



Nos edifícios EM\_VC e EM\_VS, as fachadas necessitaram de uma potência fotovoltaica três vezes maior para o EM\_VC e quatro vezes maior para o EM\_VS, ambas comparadas com a potência fotovoltaica da cobertura.

Observou-se, nesses estudos, de caso que o plano vertical apresenta uma redução na produtividade de acordo com o adensamento urbano. Os menores valores de *yield* pertencem às maiores edificações que estão localizadas no zoneamento urbano com a maior taxa de ocupação (EM\_VC).

O tempo de equivalência encontrado entre o valor investido do sistema fotovoltaico e o valor que não será pago para a concessionária de energia foi distinto para aplicação na cobertura ou na fachada. Para a cobertura, esse tempo foi de no máximo 13 anos (CASA). Para as fachadas, houve uma variação entre 24 anos (EM\_RI) e 31 anos (EM\_VC). No custo da instalação para fachadas, não foram consideradas possíveis alterações de valores decorrentes de uma instalação no plano vertical.

Um período maior de 25 anos para o retorno financeiro do investimento do sistema fotovoltaico é considerado demasiado, visto que este é o tempo de vida útil dos módulos. Mediante o exposto, é relevante a análise das áreas (denominadas neste trabalho de áreas úteis) que apresentam níveis de irradiação os quais permitam esse retorno em menor tempo, mesmo que não atendam à demanda total de energia.

### 5.3 ÁREAS ÚTEIS NAS ENVOLTÓRIAS A PARTIR DO LIMITE MÍNIMO DE IRRADIAÇÃO SOLAR ESTABELECIDO

A intensidade da irradiação solar, o custo do sistema fotovoltaico e os valores das tarifas de energia elétrica residencial são fatores relevantes que interferem no custo da geração de energia solar fotovoltaica. Para estabelecer o limite mínimo da irradiação solar que permita a instalação do sistema fotovoltaico com um retorno financeiro em menos tempo, além dos fatores citados anteriormente, foi considerado o valor de mercado do sistema fotovoltaico.

Dessa forma, os limites definidos de irradiação solar foram baseados nos valores atuais aproximados da energia paga à concessionária, referente à classe residencial (R\$ 0,50 por kWh) e também no valor estimado da instalação do sistema fotovoltaico (R\$ 6.700,00 por kWp). Para cada ano, foi calculado o valor da irradiação solar que permitisse que, dentro do mesmo período, o valor investido

na instalação do sistema fotovoltaico fosse equivalente ao valor que deixa de ser pago pela energia elétrica da concessionária. No prazo de 25 anos, o limite mínimo de irradiação solar calculado foi de 679 kWh/m<sup>2</sup>/ano. Desconsideraram-se dos cálculos os valores da inflação, rentabilidade do sistema e depreciação do valor monetário.

No plano horizontal, apenas a CASA possui 5% das áreas da cobertura que não atendem ao limite mínimo de 679 kWh/m<sup>2</sup>/ano. Nos demais estudos de caso, praticamente em toda a cobertura, o nível de irradiação solar é maior.

No plano vertical, com a análise realizada por fachadas e por pavimentos, foi possível identificar a localização das superfícies com os níveis de irradiação solar maiores do que foi estabelecido. As fachadas orientadas para SE-S e S-SO foram desqualificadas para aplicação do sistema fotovoltaico, pois em nenhuma delas a irradiação solar foi superior a 679 kWh/m<sup>2</sup>/ano.

#### 5.4 GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA NAS ÁREAS ÚTEIS

As áreas úteis (irradiação solar maior que 679 kWh/m<sup>2</sup>/ano) selecionadas para a CASA e o EM\_RI foram as áreas das coberturas, pois o espaço físico e a irradiação incidente no plano já atendem à demanda, inclusive no total de energia. No caso do EM\_VC e EM\_VS, além das coberturas, foram identificadas as áreas úteis nas fachadas. Para o EM\_VC, a melhor disponibilidade de irradiação solar ocorreu no plano total da fachada frontal (NE-L), e para o EM\_VS, nos cinco últimos pavimentos (12.º, 13.º, 14.º, 15.º e 16.º) das orientações O-NO e N-NE.

Novas simulações foram realizadas e, com a inclusão do plano horizontal, calculou-se a nova geração de energia fotovoltaica para essas configurações. O edifício EM\_VC passou a gerar energia correspondente a 71% do consumo, e EM\_VS passou a gerar energia correspondente a 57% do consumo. Nesses dois casos, o atendimento à demanda é parcial, mas garante uma produtividade que viabiliza financeiramente o sistema.

No estudo de caso EM\_VS, a orientação L-SE apresentou mais de 68% das áreas com irradiação solar superior ao estabelecido. Porém, o terreno adjacente a essa fachada possui potencial construtivo, e uma nova edificação modificará esse percentual. Por isso, a fachada com orientação L\_SE não foi considerada na configuração final desse estudo de caso.

## 5.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Como conclusão geral, para a latitude ( $27^{\circ}\text{S}$ ) considerada no presente estudo, a cobertura continua sendo a área mais apropriada para a instalação do sistema fotovoltaico. A área apresenta maior nível de irradiação solar, permitindo o retorno financeiro em menor tempo, mesmo com as obstruções existentes no entorno. Porém, a verticalização da edificação implica uma proporcionalidade menor da área da cobertura, em alguns casos insuficientes para atender à geração fotovoltaica desejada. As fachadas possuem áreas factíveis para geração de energia, porém com uma irradiação solar inferior às coberturas. Mesmo com essa irradiação menor, nos centros urbanos as fachadas são superfícies relevantes para geração fotovoltaica junto ao local do consumo.

Nos quatro estudos de caso, os recuos e as obstruções são distintos, assim como os coeficientes urbanos que norteiam as construções. O estudo EM\_VC, com maior taxa de ocupação e maior coeficiente de aproveitamento, apresentou o pior desempenho no plano vertical para geração de energia fotovoltaica, principalmente nas fachadas laterais que possuem edificações adjacentes.

Mesmo com a redução da irradiação solar, observou-se que as obstruções de EM\_VC e EM\_VS foram parciais, possibilitando o aproveitamento de algum percentual de área útil. Esse fato deve-se ao entorno construído não ser uniforme, ou seja, as edificações possuem alinhamentos horizontais e verticais (alturas) diferentes, corroborando os estudos de Cheng et al. (2006), que afirmam que essa disposição aleatória dos edifícios, de forma geral, é mais vantajosa para o aproveitamento do potencial de energia solar em centros urbanos.

A altura do edifício rege a distância dos recuos laterais, e os edifícios mais altos, como o EM\_VS, asseguram afastamentos maiores das edificações adjacentes. Quando se compara a orientação NO-N do EM\_VC com a orientação O-NO do EM\_VS, observa-se nos resultados a interferência dos afastamentos. A primeira, com recuo menor, apresentou apenas 24% das superfícies com irradiação solar acima de  $679\text{kWh/m}^2/\text{ano}$ , enquanto na segunda, com uma distância maior entre a edificação vizinha, esse percentual foi de 45%.

As obstruções, mesmo que não estejam no entorno imediato da edificação analisada, podem interferir no acesso solar. No caso do EM\_VC, a edificação adjacente possui gabarito menor, entretanto os pavimentos superiores ainda apresentaram irradiação inferior quando

comparados ao cenário isolado. A interferência nesses pavimentos foi ocasionada pela obstrução do edifício maior (com mais de 18 andares) construído próximo ao estudo de caso.

Conforme exemplo do EM\_VC, as fachadas limítrofes com logradouros podem disponibilizar áreas úteis para geração fotovoltaica, inclusive nos pavimentos inferiores. Essas fachadas caracterizam-se por recuos maiores entre edificações, e, quando orientadas adequadamente, asseguram o acesso solar. Dessa forma, a aplicação do sistema fotovoltaico não precisa restringir-se apenas aos pavimentos mais altos.

Diante do exposto, mesmo quando houver obstrução ao acesso solar, concluiu-se que, no plano vertical, para latitudes similares à localização dos estudos de caso deste trabalho (27° S), devem ser priorizadas as fachadas com a orientação para Noroeste seguidas das fachadas com orientação Nordeste. Em contrapartida, as fachadas com orientações para Sudoeste e Sudeste são desfavoráveis à aplicação da tecnologia fotovoltaica.

A irradiação solar na envoltória das edificações sofre interferência direta do partido arquitetônico residencial adotado nos centros urbanos (representados por essa amostra dos estudos de caso). Com adequada aplicação de formas e disposições arquitetônicas (e urbanas), é possível obter maiores benefícios da conversão fotovoltaica.

A análise dos quatro estudos de caso apresentou informações relevantes para estimar-se o potencial de geração fotovoltaica nas envoltórias de edificações residenciais inseridas no contexto urbano, porém algumas limitações foram encontradas no decorrer desta pesquisa e estão descritas a seguir.

## 5.6 LIMITAÇÕES DA PESQUISA

Seguem algumas limitações identificadas na realização deste trabalho:

- A escolha de apenas uma amostra unifamiliar (estudo de caso: CASA) e com grandes vãos com “parede cega” (erguidas no limite do terreno vizinho) não permitiu a análise do plano vertical por orientação de fachada;
- A falta de acesso aos projetos do entorno tornou alguns dados imprecisos, principalmente relacionados aos recuos e altura;

- A avaliação da cobertura foi realizada apenas no plano horizontal devido à ausência de informações necessárias sobre forma, material e inclinação do telhado;

- No cálculo do  $P_{FV}$ , foi considerada apenas uma tecnologia fotovoltaica com rendimento de 14%, outras tecnologias podem resultar em valores diferentes;

- A análise simplificada de viabilidade econômica, desconsiderando aplicações financeiras, pode representar um tempo de retorno do investimento menor do que o real.

## 5.7 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Para os trabalhos futuros com este tema, sugere-se:

- Aplicar o mesmo método para uma amostra maior de edificações residenciais unifamiliares em uma zona urbana mais adensada;

- Nos estudos de caso multifamiliares, estimar os cenários futuros de ocupação nos terrenos não edificadas do entorno, de forma a prever os valores da irradiação solar;

- Analisar junto ao plano diretor da cidade os afastamentos exigidos, e estimar diferentes cenários, variando os recuos e gabaritos, para identificar as configurações que proporcionem o maior percentual de área útil na envoltória para geração de energia fotovoltaica.

- Fazer a paginação dos módulos em toda a envoltória para obter com exatidão os locais que são considerados áreas úteis que atendam ao limite mínimo de irradiação solar preestabelecido.

## REFERÊNCIAS

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research**, [S.l.], v. 57, n. 3, p. 195–204, abr. 2001.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Atlas de energia elétrica do Brasil**. Brasília, 2008. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>>. Acesso em: 23 set. 2013.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução Normativa n.º 482, de 17 de abril de 2012**. Brasília, 2012a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>>. Acesso em: 13 ago. 2013.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição. Revisão 05. Brasília, 2012b. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo3\\_Revisao\\_5.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo3_Revisao_5.pdf)> Acesso em: 14 ago. 2013.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **BIG - Banco de Informações de Geração**: Capacidade de Geração do Brasil. 2015a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=12&fase=3>>. Acesso em: 5 mar. 2015.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Conheça as tarifas da classe de consumo residencial de uma concessionária**. 2015b. Disponível em:

<<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifaAplicada/index.cfm>>. Acesso em: 5 mar. 2015.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10899**: Energia solar fotovoltaica – Terminologia. Rio de Janeiro, 2006, p. 1–6.

ASTE, N.; PERO, C. D.; LEONFORTE, F.; MANFREN, M. A simplified model for the estimation of energy production of PV systems. **Energy**, [S.l.], p. 1-10, 2013.

ATMAJA, T. D. Façade and Rooftop PV Installation Strategy for Building Integrated Photo Voltaic Application. **Energy Procedia**, [S.l.], v. 32, p. 105–114, jan. 2013.

AUTODESK. **Ecotect Analysis 2010**: visualize sustainable design. 2010. Disponível em: <[http://images.autodesk.com/adsk/files/ecotectanalysis\\_detail\\_brochure.pdf](http://images.autodesk.com/adsk/files/ecotectanalysis_detail_brochure.pdf)>. Acesso em: 19 fev. 2014.

BRASIL. Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. 2004. Disponível em: <[https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm). 2004> Acesso em: 13 ago. 2013

BRASIL. Lei n.º 10295, de 17 de outubro de 2001. Dispõe sobre a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia. Lex: Diário Oficial da União, Brasília, 2001a. Disponível em: <[www.inmetro.gov.br/qualidade/lei10295.pdf](http://www.inmetro.gov.br/qualidade/lei10295.pdf)> Acesso em: 14 ago. 2013.

BRASIL. Plano Decenal de Expansão de Energia 2021. Brasília: MME/EPE: 2012. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/PDEE/20130326\\_1.pdf](http://www.epe.gov.br/PDEE/20130326_1.pdf)>. Acesso em: 15 fev. 2015.

CENTRO BRASILEIRO DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM EDIFICAÇÕES (CB3E). Análise de arquivos climáticos para a simulação do desempenho energético de edificações. Disponível em: <[http://cb3e.ufsc.br/sites/default/files/Relatorio\\_AnaliseArquivosClimaticos\\_CB3E.pdf](http://cb3e.ufsc.br/sites/default/files/Relatorio_AnaliseArquivosClimaticos_CB3E.pdf)>. Acesso em 10 jun. 2015.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL); CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR EÓLICA SÉRGIO DER SALVO BRITO (CRESESB). Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. 2. ed. Rio de Janeiro: CRESESB, 2004.

CERÓN, I.; CAAMAÑO-MARTÍN, E.; NEILA, F. J. “State-of-the-art” of building integrated photovoltaic products. **Renewable Energy**, [S.l.], v. 58, p. 127–133, out. 2013.

CHAPIN, D. M.; FULLER, C. S.; PEARSON, G. L. A New Silicon p-n Junction Photocell for Converting Solar Radiation into Electrical Power. **Journal of Applied Physics**, [S.l.], v. 25, n. 5, p. 676, 1954.

CHENG, V.; STEEMERS, K.; MONTAVON, M.; COMPAGNON, R. Urban Form, density and Solar Potential. In: PLEA2006 - 23rd Conference on Passive and Low Energy Architecture, 23, 2006, Geneva. Switzerland. **Proceedings...** Geneva: Plea 2006.

COSTA, G. C. R. **A contribuição dos sistemas solares térmicos e fotovoltaicos para o balanço energético dos edifícios residenciais unifamiliares**. 2012. 120 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - Universidade Nova de Lisboa, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Lisboa, 2012.



DEPARTMENT OF ENERGY. DOE. EnergyPlus Energy Simulation Software: Weather Data. Disponível em:  
 <[http://apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/cfm/weather\\_data3.cfm/region=3\\_south\\_america\\_wmo\\_region\\_3/country=BRA/cname=Brazil](http://apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/cfm/weather_data3.cfm/region=3_south_america_wmo_region_3/country=BRA/cname=Brazil)>. Acesso em: 18 set. 2013.

ENERGY EFFICIENCY AND RENEWABLE ENERGY. EERE. **Weather Data: All Regions: South America WMO Region 3: Brazil.** 2013. Disponível em:  
 <<http://www.eere.energy.gov/buildings/energyplus>>. Acesso em: 18 set. 2013.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA [EPE]. **Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2013-2022).** Rio de Janeiro: 2012a. Disponível em:  
 <[http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/20130117\\_1.pdf](http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/20130117_1.pdf)>. Acesso em: 23 set. 2013

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA [EPE]. **Avaliação da eficiência energética para os próximos 10 anos (2012-2021).** Rio de Janeiro, 2012b. Disponível em:  
 <[http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/20121221\\_1.pdf](http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/20121221_1.pdf)> Acesso em: 23 set. 2013

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA [EPE]. **Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira.** 2012c. Disponível em:  
 <[http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos\\_23/NT\\_EnergiaSolar\\_2012.pd](http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/NT_EnergiaSolar_2012.pd)> . Acesso em: 23 set. 2013.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA [EPE] . **Balanco energético nacional 2013 - Ano base 2012: Relatório Síntese.** 2013. Disponível em:  
 <[https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio\\_Final\\_BEN\\_2013.pdf](https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2013.pdf)> Acesso em: 23 set. 2013.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA [EPE]. **Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil:**

Condicionantes e Impactos. Nota Técnica DEA 19/14. Rio de Janeiro: 2014. Disponível em:

<<http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2019%20-%20%20Inser%C3%A7%C3%A3o%20da%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Fotovoltaica%20Distribu%C3%ADda%20no%20Brasil%20-%20Condicionantes%20e%20Impactos%20VF%20%20%28Revisada%29.pdf>>. Acesso em: 22 fev. 2015.

FEIST, W. **The Passive House**. 2010. Disponível em:

<<http://www.passivehouse-international.org/>>. Acesso em: 23 set. 2013.

FOTOVOLTAICA UFSC. **Memorial descritivo. Projeto**

**120 telhados**. Grupo de Pesquisa Estratégica em Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina. [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por

<[silvana.ms.silvestre@gmail.com](mailto:silvana.ms.silvestre@gmail.com)> em 16 set, 2013.

GAVIRIA, L. R. **Influência da configuração urbana na geração energética de sistemas fotovoltaicos integrados às fachadas**. 2013. 102 p. Dissertação (Mestrado em Arquitetura e Urbanismo)- Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.

GAVIRIA, L. R.; PEREIRA, F. O. R.; MIZGIER, M. O.

Influência da configuração urbana na geração fotovoltaica com sistemas integrados às fachadas. **Ambiente Construído**, Porto Alegre, v. 13, n. 4, p. 7-23, out./dez. 2013.

GOLDEMBERG, J. Dossiê Recursos Naturais. **Estudos**

**Avançados**, São Paulo, v. 12, n. 33, p. 5-15, 1998.

Disponível em:

<[http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0103-40141998000200002](http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-40141998000200002)>. Acesso em: 23 set. 2013.

GHOBAD, L.; ARDAKAN, A. M.; HU, J.; PLACE, W. Comparison of Climate-Based Daylighting in Two Integrated GHOBAD on Tools: DIVA and OpenStudio. In: Conference, Sustainable Architecture for a Renewable Future 29. PLEA, set. 2013, Munich. **Anais...** Munich, Germany: PLEA, 2013.

HAY, J. F. Economics of Solar Photovoltaic Systems. **NegGuide**. Institute of Agriculture and Natural Resources at the University of Nebraska–Lincoln. Jan, 2013. Disponível em: <<http://www.ianrpubs.unl.edu/sendIt/g2182.pdf>>. Acesso em: 19 fev. 2015.

HERNANDEZ, P.; KENNY, P. From net energy to zero energy buildings: Defining life cycle zero energy buildings (LC-ZEB). **Energy and Buildings**, [S.l.], v. 42, n. 6, p. 815–821, jun. 2010.

Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística [IBGE]. Censo Demográfico 2010: **Características da população e dos domicílios**. Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: <[ftp://ftp.ibge.gov.br/Censos/Censo\\_Demografico\\_2010/Familias\\_e\\_Domicilios/censo\\_fam\\_dom.pdf](ftp://ftp.ibge.gov.br/Censos/Censo_Demografico_2010/Familias_e_Domicilios/censo_fam_dom.pdf)>. Acesso em: 18 set. 2013.

Instituto Nacional de Eficiência Energética [INEE]. **O que é “Geração Distribuída”?** 2013. Disponível em: <[http://www.inee.org.br/forum\\_ger\\_distrib.asp](http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp)>. Acesso em: 30 ago. 2013.

International Energy Agency [IEA]. **Advantage Energy: Emerging Economies, Developing Countries and the Private-Public Sector Interface**. França, 2011.

International Energy Agency [IEA]. **World Energy Outlook: Energy Access Database: Access to electricity**. França, 2014. Disponível em: <http://www.worldenergyoutlook.org/resources/energydevelopment/energyaccessdatabase> . Acesso em 10 out. 2015.

JACOBS, A. **Radiance Tutorial**. Londres, 2012. Disponível em: [http://www.jaloxa.eu/resources/radiance/documentation/docs/radiance\\_tutorial.pdf](http://www.jaloxa.eu/resources/radiance/documentation/docs/radiance_tutorial.pdf)>. Acesso em: 19 set. 2013.

JAKUBIEC, J. A.; REINHART, C. DIVA 2.0: Integrating daylight and thermal simulations using Rhinoceros 3D , Daysim and Energyplus. **Building Simulation**, Sydney, 2011.

JANNUZZI, M.; VARELLA, F. K. DE O. M.; GOMES, R. D. M. Relatório final Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica no Brasil: panorama da atual legislação. Campinas, 2009. Disponível em: [http://www.fem.unicamp.br/~jannuzzi/documents/RELATORIO\\_PROJETO\\_2\\_FINAL.pdf](http://www.fem.unicamp.br/~jannuzzi/documents/RELATORIO_PROJETO_2_FINAL.pdf)>. Acesso em: 19 fev. 2015.

JELLE, B. P.; BREIVIK, C. State-of-the-art Building Integrated Photovoltaics. **Energy Procedia**, [S.l.], v. 20, n. 1876, p. 68–77, jan. 2012.

KNOWLES, R. L. **The solar envelope**. 1999. Disponível em: [http://www-bcf.usc.edu/~rknowles/sol\\_env/sol\\_env.html](http://www-bcf.usc.edu/~rknowles/sol_env/sol_env.html)>. Acesso em: 21 set. 2013.

KNOWLES, R. L.; BERRY, R. D. 1.3.1 Envelope. **Solar envelope concepts: moderate density building applications**. Los Angeles: SERI,1980.

LABORATÓRIO DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E EDIFICAÇÕES (LABEEE). **Casa eficiente**: Consumo e geração de energia. Florianópolis: UFSC/LABEEE, 2010. v. 2. (Série Casa eficiente, 4. v.).

LAGIOS, K. **Diva for Rhino**: environmental analysis for buildings. Cambridge, MA, USA, 2013. Disponível em: <<http://diva4rhino.com/>>. Acesso em: 8 set. 2013.

LAGIOS, K.; NIEMASZ, J.; REINHART, C. F. Animated building performance simulation (abps) – linking rhinoceros/grasshopper with radiance/daysim. In: SIMBUILD 2010, New York Cit. Disponível em: <<http://www.gsd.harvard.edu/research/gsd-square/Publications/DaylightingAnalysisInRhinoAndGrasshopper.pdf>>. Acesso: 19 jun. 2015.

LAMBERTS, R.; DUTRA, L.; PEREIRA, F. O. R. **Eficiência Energética na Arquitetura**. 3. ed. São Paulo: [s.n.], 2014.

LAU, K. L.; NG, E.; HE, Z. J. Residents' preference of solar access in high-density sub-tropical cities. **Solar Energy**, [S.l.].v. 85, n. 9, p. 1878–1890, set. 2011.

LENARDIC, D. **Site Analysis**: Software. 2013. Disponível em: <<http://www.pvresources.com/SiteAnalysis/Software.aspx>>. Acesso em: 22 ago. 2013.

LOBACCARO, G.; FRANCESCO FRONTINI, F. Solar energy in urban environment: how urban densification affects existing buildings. **Energy Procedia**, Freiburg, Germany, n. 48. p. 1559-1569, set, 2014.

LOULAS, N. M. ; KARTERIS, M. M.; PILAVACHI, P. A.; PAPADOPOULOS, A.M. Photovoltaics in urban

environment: A case study for typical apartment buildings in Greece. **Renewable Energy**, [S.l.], v. 48, p. 453-463, dez. 2012.

MARDALJEVIC, J.; RYLATT, M. Irradiation mapping of complex urban environments: an image-based approach. **Energy and Buildings**, [S.l.], v. 35, n. 1, p. 27–35, jan. 2003.

MCNEEL, R. **Rhinoceros**, 2012. Disponível em: <<http://www.rhino3d.com/>>. Acesso em: 22 ago. 2013.

MONTENEGRO, A. de A. **Avaliação do retorno do investimento em sistemas fotovoltaicos integrados a residências unifamiliares urbanas no Brasil**. 2013. 175 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil)- Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.

MORISHITA, C. Impacto do regulamento para eficiência energética em edificações no consumo de energia elétrica do setor residencial brasileiro. 2011. 106 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil)- Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2011.

NAKABAYASHI, R. **Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras**. 2014. 106 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

NASCIMENTO, L. R. D. **A avaliação de longo prazo de um sistema fotovoltaico integrado à edificação urbana e conectado à rede elétrica pública**. 2013. 103 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil). Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.

NASCIMENTO, L. R.; RÜTHER, R. A avaliação de longo prazo de um sistema fotovoltaico integrado à edificação

urbana e conectado à rede elétrica pública. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR - CBENS. 5., 2014, Recife. **Anais...** Recife: CBENS, 2014. 1 DVD.

NG, E. A study of the relationship between daylight performance and height difference of buildings in high density cities using computational simulation. In: BUILDING SIMULATION, 2005, Montreal. **Anais...** Montreal: IBPSA, 2005. p. 847-852.

ORGANIZATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION DEVELOPMENT (OECD). **Members and partners**. 2013. Disponível em: <<http://www.oecd.org/about/membersandpartners/>>. Acesso em: 16 ago. 2013.

ORDENES, M.; MARINOSKI, D. L.; BRAUN, P; RUTHER, R. The impact of building-integrated photovoltaics on the energy demand of multi-family dwellings in Brazil. **Energy Building**, v.39, n. 6, p. 629–642, Jun 2007

PACHECO, M. T. G.; LAMBERTS, R. **Edifícios de energia zero: definições, políticas, exemplos**. In: ENCONTRO NACIONAL DE TECNOLOGIA DO AMBIENTE CONSTRUÍDO, ENTAC, 12., 2008, Fortaleza. **Anais...** Fortaleza: ENTAC, 2008.

PALLIS, J.; CRUZ, C. H. DE B. Energia sustentável para o desenvolvimento. (Texto introdutório). In: FAPESP; Academia Brasileira de Ciências. **Um futuro com energia sustentável: iluminando o caminho**. 2010. Disponível em: <<http://www.fapesp.br/publicacoes/energia.pdf>>. Acesso em: 02 set. 2013

PANASONIC CORPORATION. **HIT Photovoltaic**. 2013.  
Disponível em: <<http://panasonic.net/energy/solar/hit/>>.  
Acesso em: 9 set. 2013.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S.L.;  
RATHER, R. Atlas Brasileiro de Energia Solar. INPE 1ª ed.  
São José dos Campos: INPE, 2006

PEREIRA, F. O. R.; SILVA, C. A. N.; TURKIENIKZ, B. A  
methodology for sunlight urban planning: a computer-based  
solar and sky vault obstruction analysis. **Solar Energy**, [S.l.],  
v. 70, n. 3, p. 217–226, jan. 2001.

PINHEIRO, E.; NASCIMENTO, L. R.; DESCHAMPS, E.;  
MONTENEGRO, A. de A.; RÜTHER, R. Avaliação do  
potencial da geração fotovoltaica em diferentes condições  
climáticas na matriz elétrica brasileira. In: CBENS -  
CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 5.,  
2014, Recife. **Anais...** Recife: CBENS, 2014. 1 DVD.

PREFEITURA MUNICIPAL DE BLUMENAU (PMB).  
**Carta Digital Planialtimétrica**. Folhas: 880021, 896021,  
896022, 896025 e 912022. Blumenau, jun. 2003. Documento  
disponível na Prefeitura Municipal de Blumenau, SC.

PREFEITURA MUNICIPAL DE BLUMENAU (PMB). Lei  
Complementar nº 925, de 05 de maio de 2014. Anexo IV:  
Índices Construtivos. Blumenau, 2014. Disponível em: <  
<http://leismunicipa.is/gcsta>>. Acesso em: 10 maio 2015.

QUAGLIA, R. B. **Incentivo à geração distribuída com  
sistemas fotovoltaicos**: cenários para o setor elétrico  
brasileiro. 2010. 114 f. Dissertação (Mestrado em Energia) -  
Universidade Federal do ABC, São Paulo, 2010.



RAMPINELLI, G. A.; KRENZINGER, A.; GASPARIN, F. P. e BÜHLER, A. J. Instalação de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede elétrica de distribuição. In: CBENS - CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 5., 2014, RECIFE. **Anais...** Recife: CBENS, 2014. 1 DVD.

RAUSHMAYER, H.; GALDINO, M. A. Os impactos da regulamentação da aneel/482 e da legislação tributária no retorno financeiro de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. In CBENS - CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 5., 2014, Recife. **Anais...** Recife: CBENS, 2014. 1 DVD.

REINHART, C. F. **Tutorial on the Use of Daysim Simulations for Sustainable Design.**, Cambridge: Harvard University Graduate School of Design, 2010.

REINHART, C.F.; ANDERSEN, M. Development and validation of a Radiance model for a translucent panel. *Energy and Buildings*, [S.l.], v. 38, p. 890–904. 2006.

RENI, R. I. **Inverter, Storage and PV System Technology.** 2013. Disponível em:

<[http://www.renewablesinsight.com/fileadmin/images/reports/Systemtechnik/RENI\\_MD\\_InSyst\\_WEB\\_120918.pdf](http://www.renewablesinsight.com/fileadmin/images/reports/Systemtechnik/RENI_MD_InSyst_WEB_120918.pdf)>. Acesso em: 19 jun. 2015.

RÜTHER, R. **Edifícios Solares Fotovoltaicos:** o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil. Florianópolis: LABSOLAR: Editora UFSC, 2004.

RÜTHER, R. **Energia Solar Fotovoltaica.** Anotações de aula na Universidade Federal de Santa Catarina,

Florianópolis, Laboratório de Energia Solar – LABSOLAR, 2011.

RÜTHER, R.; MONTENEGRO, A. D. A. **Building-integrated , grid-connected photovoltaic installations in warm climates : choice of technologies.** In: PLEA - CONFERENCE ON PASSIVE AND LOW ENERGY ARCHITECTURE, 18., 2001, Florianópolis. **Anais...** Florianópolis: PLEA, 2001.

RÜTHER, R.; ZILLES, R. Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil. **Energy Policy**, [S.l.], v. 39, n. 3, p. 1027–1030, mar. 2011.

SACHT, H. M.; ALMEIDA, M. Eficiência energética de fachadas fotovoltaicas destinadas à diferentes latitudes de Portugal. ENTAC - ENCONTRO NACIONAL DE TECNOLOGIA DO AMBIENTE CONSTRUÍDO, 4., 2012, Juiz de Fora. **Anais...**Juiz de Fora: ENTAC, 2012.

SALAMONI, I. T. Um programa residencial de telhados solares para o Brasil : diretrizes de políticas públicas para a inserção da geração fotovoltaica conectada à rede elétrica. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, 2009.

SALAMONI, I. T.; RÜTHER, R.; ZILLES, R. Uma oportunidade para o desenvolvimento da indústria fotovoltaica no Brasil : eletricidade solar para os telhados. **Parcerias Estratégicas**, Brasília, v. 14, p. 219–243, 2009.

SANTOS, Í. P. dos. Integração de painéis solares fotovoltaicos em edificações residenciais e sua contribuição em um em um alimentador de energia de zona urbana mista. 2009. 126 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil)- Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2009.

SANTOS, I. P. dos. **Desenvolvimento de ferramenta de apoio à decisão em projetos de integração solar fotovoltaica à arquitetura**. 2013. 278 f. Tese (Doutorado em Engenharia Civil). Florianópolis, SC: Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, 2013.

SANTOS, Í. P. DOS; RÜTHER, R. The potential of building-integrated (BIPV) and building-applied photovoltaics (BAPV) in single-family, urban residences at low latitudes in Brazil. **Energy and Buildings**, [S.l.], v. 50, p. 290–297, jul. 2012.

SCALCO, V. A. **Método para a avaliação dos impactos de edificações sobre a iluminação natural e insolação em vizinhanças urbanas**. 2010. 395 f. Tese (Doutorado em Arquitetura e Urbanismo). Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010.

SCALCO, V. A.; PEREIRA, F. O. R.; RIGATTI, D. Impacto de novas edificações na vizinhança: proposta de método para a análise das condições de iluminação natural e de insolação. **Ambiente Construído**, Porto Alegre, v. 10, n. 2, p. 171–187, 2010.

SOLAR ENERGY DO BRASIL. **Case residencial rio de janeiro projeto integrado a fachada da residencia**, 2013. Disponível em: <[www.solarenergy.com.br](http://www.solarenergy.com.br)>. Acesso em: 16 set. 2013.

THOMAS, R.; GRAINGER, T. **Photovoltaics in buildings a design guide**. Londres: Crown, 1999.

THORMARK, C. A low energy building in a life cycle — its embodied energy , energy need for operation and recycling

potential. **Building and Environment**, [S.l.], v. 37, p. 429–435, 2002.

TORRES, R. C. Energia solar fotovoltaica como fonte alternativa de geração de energia elétrica em edificações residenciais. 2012. 164 f. (Mestrado em Ciências)- Escola de Engenharia de São Carlos. Universidade de São Paulo, 2012.

WANG, L.; GWILLIAM, J.; JONES, P. Case study of zero energy house design in UK. **Energy and Buildings**, [S.l.], v. 41, n. 11, p. 1215–1222, nov. 2009.

ZOMER, C. D. **O sol: caminho para a sustentabilidade energética de uma casa container**. Eco\_Lógicas: Concurso Catarinense de Monografias sobre Energias Renováveis e Eficiência Energética. Florianópolis: Instituto IDEAL, 2009.

ZOMER, C. D. **Megawatt solar**: geração solar fotovoltaica integrada a uma edificação inserida em meio urbano e conectada à rede elétrica. 2010. 177 f. Dissertação (mestrado)- Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010.

ZOMER, C. D. **Compromissos entre forma e função na geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas**. 2013. 131 f. Qualificação (Doutorado em Engenharia Civil). - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.

ZOMER, C. D. Método de estimativa da influência do sombreamento parcial na geração energética de sistemas solares fotovoltaicos integrados em edificações. 2014. 278 f. Tese (doutorado, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2014.



## APÊNDICE – FICHA TÉCNICA DOS EDIFÍCIOS DOS ESTUDOS DE CASO

O Quadro 6 apresenta informações sobre os edifícios aplicados para os estudos de caso. Todos foram construídos na cidade de Blumenau-SC.

Quadro 6 – Responsáveis técnicos pelos projetos e execução dos edifícios dos estudos de caso

Nomenclatura	Especificações
CASA	Projeto Arquitetônico: Arq Silvana Silvestre Execução da Obra: Eng Márcio R. Bruschi Ano conclusão: 2014
EM_RI	Projeto Arquitetônico: Arq Silvana Silvestre Construção e Incorporação: Finestra Engenharia Nome do Edifício: Residencial Itapoá Ano conclusão: 2012
EM_VC	Projeto Arquitetônico: Arq André Siebert Construção e Incorporação: WZ Construção e Incorporação Nome do Edifício: Residencial Villa Carrara Ano conclusão: 2009
EM_VS	Projeto Arquitetônico: Arq André Siebert Construção e Incorporação: WZ Construção e Incorporação Nome do Edifício: Villa Serena Ano conclusão: 2014

Fonte: Elaborado pela autora.



## ANEXO – ÍNDICES CONSTRUTIVOS DO PLANO DIRETOR DE BLUMENAU

Figura 95 – Índices construtivos do plano diretor de Blumenau referente ao anexo IV (LC751/2010)

ANEXO IV (LC 751/2010) ÍNDICES CONSTRUTIVOS															
ÁREA URBANA															
ZONAMENTO	ZC1	ZC2	CS1	CS2	CS3	ZR1	ZR2	ZR3	ZR4	ZLE1		ZLE2	ZLE3	ZPA	ZRP
	Altura (H)	Altura (H)	Altura (H)	Altura (H)	Altura (H)	Altura (H)	Altura (H)	Altura (H)	Altura (H)	(A)	(A)	Altura (H)	(I)	(D)	(E)
COEFICIENTE DE APROVEITAMENTO	2,4	3,6	(B)	(B)	(B)	1,2	2,4	3,6	4,8	4,0	6,0	4,8	2,4	0,6	0,5
TAXA DE OCUPAÇÃO	70%	70%	(B)	(B)	(B)	60%	60%	70%	70%	100%	60%	70%	60%	30%	20%
OUTORGA ONEROSA/ TRANSF. DO DIREITO DE CONSTRUIR	Altura (m)	Altura (m)	(B)	(B)	(B)	Altura (m)	Altura (m)	Altura (m)	Altura (m)	-	-	Altura (m)	Altura (m)	Altura (m)	Altura (m)
OUTORGA ONEROSA	Altura (m)	Altura (m)	(B)	(B)	(B)	Altura (m)	Altura (m)	Altura (m)	Altura (m)	Altura (m)	Altura (m)	Altura (m)	Altura (m)	Altura (m)	Altura (m)
RECUELO FRONTAL	Altura (m)	Altura (m)	(B)	(B)	(B)	Altura (m)	Altura (m)	Altura (m)	Altura (m)	Altura (m)	Altura (m)	Altura (m)	Altura (m)	Altura (m)	Altura (m)
RECUELO LATERAL E FUNDOS	Altura (m)	Altura (m)	(B)	(B)	(B)	Altura (m)	Altura (m)	Altura (m)	Altura (m)	Altura (m)	Altura (m)	Altura (m)	Altura (m)	Altura (m)	Altura (m)
(A) - Ver Art.26;	(G) - Apenas para os usos H, CS, RC1 e RC2 do anexo II desta Lei.														
(B) - Igual ao da Zona em que se localizam;	(H) - Ver §2º, DO Art.25;														
(C) - Ver Art.16;	(I) - Ver Item 02, da alínea "a", Do Inciso IV, do Art.7º - Referenciado pelas Vias Hermann Hering , Gertrud Gross Hering e Floriano Peixoto														
(D) - Ver Art.27;	(J) - Majoração autorizada para imóveis classificados como P3 e Transferencia de Potencial Construtivo de Imóveis Tombados.														
(E) - Ver Art.14;	(K) - 4,00m para as Vias Hermann Hering , Gertrud Gross Hering e Floriano Peixoto e no Alinhamento Oficial para as demais vias.														
(F) - Ver §2º, DO Art.21;	De acordo com o Art. 35														

Fonte: PMB, 2014